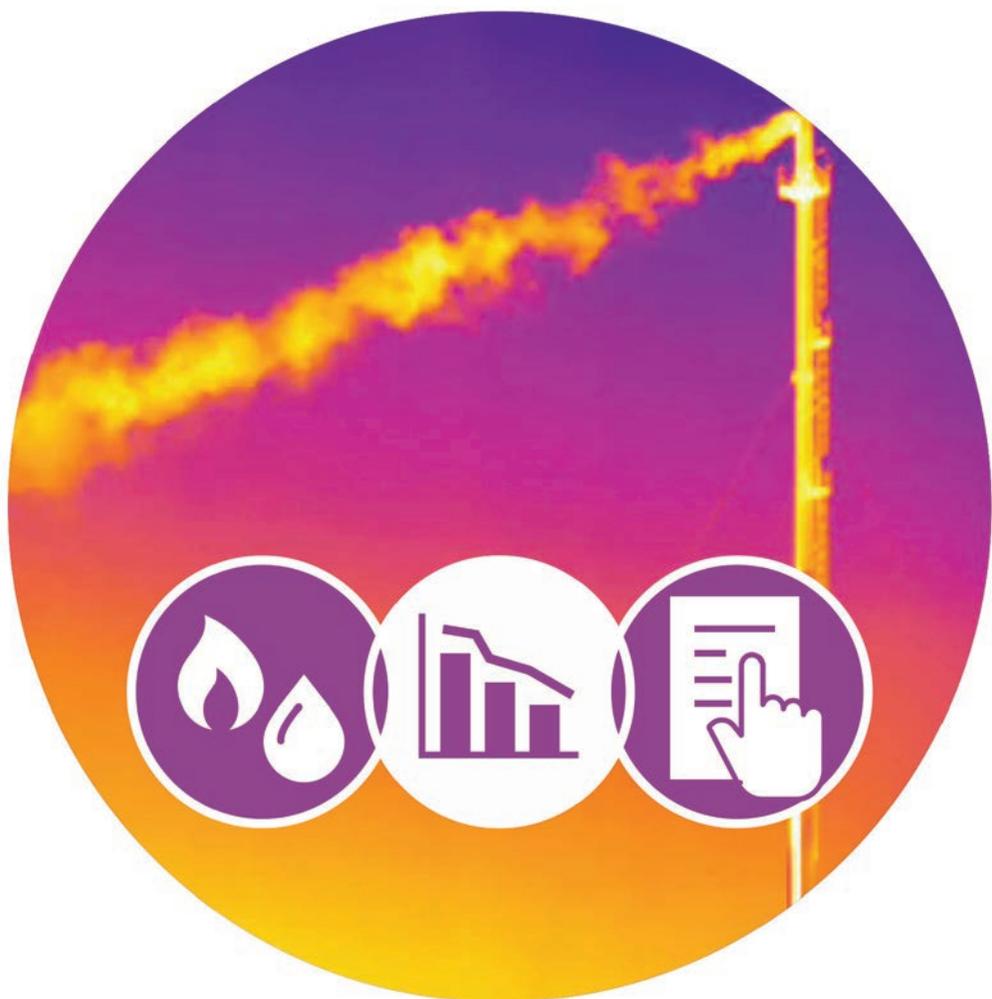


Réduction des émissions de méthane dans le secteur pétrolier

Manuel pour les
responsables politiques



Déclaration liminaire de Mme Raimondo, secrétaire au Commerce des États-Unis

Le changement climatique représente un défi immense et planétaire que les États-Unis sont prêts à relever. Dans son décret 14008, l'administration de Joe Biden et Kamala Harris reconnaît qu'il faut agir maintenant pour éviter les effets les plus néfastes de la crise climatique, mais aussi pour saisir les opportunités offertes par la lutte contre le changement climatique. Le ministère du Commerce des États-Unis participe à cet effort conjoint de l'ensemble du gouvernement pour répondre au retournement de conjoncture climatique et assurer une transition juste et rapide vers un avenir bas carbone, durable et prospère.

Les émissions de méthane contribuent massivement au changement climatique. Leur réduction constitue également une opportunité singulière. Voilà pourquoi, en 2021, les États-Unis et leurs partenaires internationaux ont créé le Global Methane Pledge. Dans ce cadre, les pays s'engagent à réduire collectivement les émissions de méthane de 30 % d'ici 2030 par rapport à leurs niveaux de 2020. Les États-Unis et leurs partenaires s'efforcent désormais d'aider les autres pays à mener les actions nécessaires pour y parvenir : adoption de politiques spécifiques, mobilisation de financements, déploiement de technologies et bonnes pratiques, ou encore réforme de lois et réglementations.

Au ministère du Commerce des États-Unis, le bureau du secrétariat général du Programme de développement de droit commercial (CLDP) aide les pays à actualiser leurs lois et réglementations commerciales depuis plus de 30 ans. Le CLDP propose d'ores et déjà un guide gratuit, accessible et prêt à l'emploi destiné aux régulateurs et responsables politiques afin de réduire les émissions de méthane dans la chaîne de valeur de l'industrie pétrolière.

Pour l'élaboration de ce manuel, le CLDP a réuni un groupe d'experts en réduction des émissions de méthane issus du

gouvernement des États-Unis, d'institutions multilatérales, d'organismes non gouvernementaux, de l'industrie et de la recherche. Ces nombreux auteurs et participants ont collectivement fait don d'un nombre incalculable d'heures pour rédiger cet ouvrage. Le fruit de leur travail est un guide que les législateurs, responsables ministériels et régulateurs peuvent utiliser immédiatement, partout dans le monde, pour préparer, adopter et appliquer de nouvelles lois qui permettront de réduire rapidement et efficacement les émissions de méthane des procédés pétroliers et gaziers.

Cet ouvrage élargit également le champ d'application de la série créée par le CLDP pour Power Africa, appelée *Comprendre* : une collection de manuels en libre accès qui diffusent les connaissances en langage clair et expliquent tout un éventail de sujets essentiels en matière de contrats, de financement et d'approvisionnement des projets énergétiques. Au-delà du soutien qu'il apporte au Global Methane Pledge ainsi qu'aux objectifs climatiques des États-Unis, ce manuel concourt à la réalisation des objectifs climatiques et de commercialisation de technologies vertes du ministère du Commerce des États-Unis.

Je remercie le CLDP et ses auteurs, promoteurs et soutiens d'avoir contribué à notre effort collectif pour agir en faveur du climat en produisant ce guide. En travaillant main dans la main, nous pouvons relever le défi de la crise climatique et saisir les opportunités économiques qu'il renferme.



Gina M. Raimondo

Secrétaire au Commerce des États-Unis

S O M M A I R E

GUIDE DU MANUEL 8

1. UNE OCCASION À SAISIR POUR LE MÉTHANE 14

- a. Le méthane dans le secteur pétrolier : un rôle en mutation 15
- b. Méthane et changement climatique 17
- c. Le méthane dans la chaîne de valeur pétrolière 18
- d. Une occasion à saisir : réduire les émissions de méthane dans le secteur pétrolier 20

2. PRÉVOIR LA RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE MÉTHANE DANS LE SECTEUR PÉTROLIER 26

- a. Plans d'action nationaux sur le méthane 27
- b. Plans de réduction des émissions pour le secteur pétrolier 31
- c. Adapter les politiques d'atténuation des émissions de méthane aux contextes locaux 35
- d. Ressources utiles 38

3. RÉGLEMENTER LA RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE MÉTHANE : LES ÉTAPES INITIALES 39

- a. Politiques et stratégies réglementaires envisageables 40
- b. Évaluer les lois et institutions existantes 46
- c. Implication des parties prenantes 49
- d. Tirer parti de l'action volontaire de l'industrie 51
- e. Approches courantes dans les réglementations existantes 52

4. SOURCES D'ÉMISSIONS DE MÉTHANE PAR SECTEUR DU MARCHÉ PÉTROLIER **53**

- a. Amont 55
- b. Secteur intermédiaire 60
- c. Aval 67

5. DÉTECTION ET RÉPARATION DES FUITES (LDAR) **71**

- a. Caractéristiques de la réglementation LDAR 73
- b. Exemple : exigence LDAR fédérale du Canada 76

6. TORCHAGE ET MISE À L'ATMOSPHÈRE DU GAZ **82**

- a. Caractéristiques des réglementations sur le torchage et la mise à l'atmosphère du gaz 84
- b. Exemple : restrictions de torchage et de mise à l'atmosphère du gaz en Colombie 87
- c. Exemple : utilisation du gaz associé au Kazakhstan 93

7. NORMES RELATIVES AUX ÉQUIPEMENTS ET PROCÉDÉS **97**

- a. À quoi ressemble une réglementation typique relative aux équipements et procédés 99
- b. Exemple : réglementations sur les normes relatives aux équipements au Nigéria 102

| | |
|--|------------|
| 8. INVENTAIRES | 110 |
| a. Inventaire et surveillance des émissions | 112 |
| b. Données nécessaires pour les inventaires des émissions | 113 |
| c. Inventaire des puits bouchés et abandonnés | 115 |
| d. Éléments de conception à prendre en compte pour l'élaboration de programmes de déclaration et d'inventaires des émissions | 116 |
| e. Ressources disponibles pour l'élaboration des inventaires | 118 |
| 9. SURVEILLANCE | 124 |
| a. Technologies de surveillance disponibles | 125 |
| b. Une surveillance nécessaire aux cadres réglementaires | 131 |
| c. Éléments à prendre en compte pour les protocoles de surveillance, de déclaration et de vérification | 132 |
| d. Aides disponibles pour les gouvernements | 134 |
| e. Ressources utiles | 138 |
| 10. GARANTIR LA CONFORMITÉ | 140 |
| a. Communiquer les attentes | 142 |
| b. Application | 148 |
| c. Créer un plan d'inspection | 151 |
| 11. FINANCEMENT DE LA RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE MÉTHANE | 153 |
| a. Le fossé financier | 155 |
| b. Tendances du financement | 161 |
| c. Argument économique pour la réduction des émissions de méthane | 165 |
| d. Monétiser la réduction des émissions de méthane | 168 |

| | |
|---|------------|
| 12. RENFORCEMENT DES CAPACITÉS D'ACTION | 172 |
| a. Expertise nécessaire pour la gestion du méthane | 173 |
| b. Développer une stratégie de renforcement des capacités | 175 |
| 13. RESSOURCES DE MISE EN ŒUVRE | 184 |
| a. Conseil d'expert sur mesure | 185 |
| b. Financement | 187 |
| c. Guides | 189 |
| d. Outils | 192 |
| e. Sources des données | 194 |
| ANNEXE : À PROPOS DU MÉTHANE | 196 |
| SIGLES | 200 |
| NOTES | 203 |
| COLOPHON | 224 |

Guide du manuel

Destinataires de ce manuel

La communauté internationale s'est engagée à réduire rapidement les émissions de méthane des opérations pétrolières et gazières afin de satisfaire aux objectifs climatiques et d'améliorer la sécurité économique et énergétique. Toutefois, de nombreux pays doivent encore comprendre comment atteindre ces objectifs. Ce manuel présente aux responsables gouvernementaux une série de solutions pour réduire les émissions de méthane dans le secteur pétrolier et les guide pour concevoir et appliquer des réglementations. Il s'appuie sur les enseignements tirés des mécanismes réglementaires de plusieurs pays. Ce manuel peut également être utile aux responsables gouvernementaux impliqués dans tous les aspects du secteur pétrolier.

Périmètre du manuel

Ce manuel explique les possibilités offertes par la réduction des émissions de méthane, les technologies permettant d'y parvenir et la manière de créer et d'appliquer des politiques et réglementations efficaces en la matière. On y trouve des exemples pratiques et des études de cas sur de récentes réglementations relatives à la réduction des émissions de méthane adoptées par certains pays à travers le monde. Le présent ouvrage n'aborde en détail que quelques technologies spécifiques et se concentre plutôt sur les éléments essentiels du sujet. Il résume les aspects que les auteurs considèrent comme incontournables pour réglementer et réduire en pratique les émissions de méthane. Ce manuel n'a pas vocation à mettre en avant une série particulière de politiques d'atténuation des émissions de méthane. À l'inverse, il a pour but d'offrir un panel de solutions possibles.

Rédacteurs du manuel

Les auteurs sont des acteurs du secteur de l'énergie issus de divers horizons. Ce sont notamment des responsables gouvernementaux, des ingénieurs, des experts en politiques publiques, des juristes et des chercheurs. Le présent manuel combine leur expérience de terrain et leurs connaissances actuelles. Il n'est toutefois pas représentatif des idées politiques des organismes, institutions, pays et/ou entreprises auxquels les auteurs appartiennent, ou ont appartenu, à titre individuel. Pour connaître ces positions, nous vous invitons à consulter les publications et sites Internet respectifs de ces organismes, institutions, pays et/ou entreprises.

Réduire les émissions de méthane est une question complexe, dont la résolution repose sur les avancées technologiques et l'apprentissage continu de nombreuses parties prenantes. La variété des domaines de spécialité des auteurs a permis d'aborder cette complexité et de rédiger ce manuel dans un format digeste, tout en mettant l'accent sur les problèmes et leurs solutions, d'autant plus que les auteurs ne participent à la réponse que sur les sujets qu'ils maîtrisent. Les auteurs espèrent que ce manuel fera avancer l'élaboration et l'application de politiques et réglementations d'atténuation des émissions de méthane, et contribuera à faire baisser ces émissions dans le secteur pétrolier.

Méthode de rédaction du manuel

Ce manuel a été élaboré à l'aide de la méthode « Book Sprints » (www.booksprints.net) qui permet de rédiger, d'éditer et de publier un livre complet en seulement cinq jours. Les auteurs tiennent à remercier chaleureusement Barbara Rühling, notre facilitatrice Book Sprints, pour sa capacité à nous guider avec patience et détermination pendant presque 75 heures de rédaction. Les auteurs remercient également Henrik van Leeuwen et Lennart Wolfert d'avoir transformé leurs griffonnages hâtifs en illustrations magnifiques et pleines de

sens. Nous aimerions également saluer le travail de fourni de Raewyn Whyte et Christine Davis, nos relectrices chez Book Sprints.

Les auteurs souhaitent également saluer les personnes et institutions suivantes qui ont œuvré pour parvenir à un consensus sur l'intérêt de ce manuel : le bureau des Ressources énergétiques du Département d'État des États-Unis, l'envoyé spécial du président pour le climat du Département d'État des États-Unis et Stephen Gardner (Programme de développement de droit commercial du ministère du Commerce des États-Unis). Les auteurs aimeraient également remercier toutes les personnes qui les ont aidés pendant la rédaction du manuel : Martin Oswald de la Banque mondiale, Shareen Yawanarajah de l'ONG Environmental Defense Fund, Dan McDougall de la Climate and Clean Air Coalition, Meghan Demeter du Programme des Nations Unies pour l'Environnement (PNUE), Mark Davis de Capterio, Riley Duren et Daniel Bon de Carbon Mapper, le Dr. Gabrielle Dreyfus et Tad Ferris de l'Institut pour la gouvernance et le développement durable, et Osasu Dorsey de l'Administration de la sécurité des pipelines et des matières dangereuses (PHMSA) du ministère des Transports des États-Unis. Un effort de planification et de création considérable a en outre été nécessaire pour conceptualiser ce manuel. Les auteurs aimeraient également remercier le Programme de gouvernance de l'énergie et des minerais (EMGP) du bureau des Ressources énergétiques du Département d'État des États-Unis qui a généreusement financé l'intégralité de ce manuel.

Utilisation de ce manuel

Afin de perpétuer la tradition de partage des connaissances en libre accès, ce manuel illustre le dynamisme de la méthode Book Sprints et sert de référence, mais aussi de point de départ pour des discussions et des études plus approfondies. Il est publié sous la licence Creative Commons Attribution-NonCommercial-ShareAlike 4.0 International (**CC BY NO SA**). En choisissant cette licence de publication, les auteurs invitent quiconque à copier,

extraire, retravailler, traduire et/ou réutiliser le texte à des fins non commerciales sans demander l'autorisation des auteurs, pour autant que l'œuvre qui en résulte soit également publiée sous une licence Creative Commons. Le manuel d'origine a été publié en anglais et les éditions traduites suivront bientôt. Il est disponible au format électronique à l'adresse <https://cldp.doc.gov/resources> et existe aussi au format papier. Par ailleurs, ce manuel peut être utilisé comme une ressource interactive en ligne. Parmi les auteurs, nombreux sont ceux à s'être également engagés au sein de leurs institutions pour adapter ce manuel afin qu'il serve de support pour des formations et des initiatives d'assistance technique.

Cordialement,
Les auteurs

| | |
|--|--|
| <p>Dr. Md. Rafiqul Islam Division de l'énergie et des ressources minérales <i>Gouvernement du Bangladesh</i> (Bangladesh)</p> | <p>Chathura Wijesinghe <i>Autorité du développement pétrolier</i> (Sri Lanka)</p> |
| <p>Kenyon Weaver Programme de développement de droit commercial <i>Ministère du Commerce des États- Unis</i> (États-Unis)</p> | <p>Eric Camp Programme de développement de droit commercial <i>Ministère du Commerce des États- Unis</i> (États-Unis)</p> |
| <p>Mohamed Badissy <i>Penn State Dickinson Law</i> (États-Unis)</p> | <p>Gil Damon <i>UC Berkeley School of Law</i> (États-Unis)</p> |
| <p>Deanna Haines <i>Honeywell</i> (États-Unis)</p> | <p>K.C. Michaels <i>Agence internationale de l'énergie</i> (France)</p> |
| <p>Naadira Ogeer <i>Secrétariat du Commonwealth</i> (Trinité-et-Tobago)</p> | <p>Dr. Adam Pacsi <i>Chevron</i> (États-Unis)</p> |
| <p>Darin Schroeder <i>Clean Air Task Force</i> (États-Unis)</p> | <p>Steve Wolfson <i>Agence de protection de l'environnement des États-Unis</i> (États-Unis)</p> |
| <p>Dr. Ryan Wong <i>Université de Northumbria</i> (Royaume-Uni)</p> | |

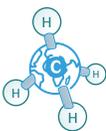
1. Une occasion à saisir pour le méthane

**Pourquoi les pays devraient
réduire les émissions du
secteur pétrolier dès
maintenant**

Éléments à retenir

- Le méthane, composante essentielle du gaz naturel, est à la fois un produit de consommation courante dans le monde et un gaz à effet de serre (GES) qui contribue au changement climatique.
- La réduction, à court terme, des émissions de méthane dans tous les secteurs économiques, y compris dans le secteur pétrolier, est primordiale pour remplir les objectifs climatiques mondiaux.
- Réduire les émissions de méthane est un moyen de générer des revenus, d'élargir l'accès à l'énergie, de créer des emplois, d'améliorer la sécurité énergétique, de donner accès à des investissements, de faire avancer la santé publique et de faire preuve de leadership.
- Ainsi, les gouvernements ont tout à gagner en instaurant des politiques efficaces d'atténuation des émissions de méthane dans l'industrie pétrolière.
- Ils devraient saisir cette occasion de réduire les émissions de méthane pour faire avancer leurs objectifs économiques et sociaux.

Le méthane dans le secteur pétrolier : un rôle en mutation



Le méthane est le composant principal du gaz naturel dont le rôle a radicalement changé au fil du temps dans l'écosystème énergétique. La formule chimique du méthane se note CH_4 .

Originellement dans la production pétrolière, le gaz naturel était considéré comme un danger, un coproduit indésirable des gisements de pétrole qu'il fallait gérer. Afin de commercialiser le pétrole, de nombreux producteurs se débarrassaient du gaz naturel en le rejetant dans l'atmosphère ou en le brûlant (par « torchage »).

De nos jours, le gaz naturel occupe une place très importante dans le mix énergétique de nombreux pays. Il est utilisé pour

générer de l'électricité, par les industries et pour le chauffage des villes. Il constitue également une matière première essentielle pour la fabrication d'engrais, d'ammoniac et d'autres produits chimiques et pétrochimiques. Il a en grande partie remplacé le charbon et les combustibles liquides sur certains marchés, que ce soit à l'échelle des foyers, des industries ou des centrales électriques. De cette utilisation généralisée s'est ensuivie l'amélioration de la qualité de l'air dans les villes partout dans le monde et la baisse des émissions de dioxyde de carbone. Les études ont toutefois montré que le remplacement du charbon par le gaz n'est bénéfique au climat¹ que lorsque les débits de fuite du méthane sont inférieurs à 2,4 %-3,4 %.²

L'arrivée des modes de transport de grande capacité pour le gaz naturel liquéfié dans les années 1950 a permis d'assurer son acheminement par d'autres moyens que le gazoduc. Les pays dont les réserves nationales de gaz naturel étaient en déclin ou qui ne disposaient pas d'alternative pour leur production d'électricité ont alors pu tirer parti de l'importation de gaz naturel liquéfié (GNL).

Autrefois une nuisance et un danger, le gaz naturel est désormais une source d'énergie et de revenus stratégique pour nombre de pays qui en dépendent pour leur développement économique. Encore aujourd'hui, certains pays intensifient l'utilisation du gaz naturel pour leur développement économique ou pour remplacer des sources d'énergie émettant plus de carbone, comme le charbon. À l'inverse, une baisse de l'utilisation du gaz naturel est à l'étude dans le cadre de la stratégie de transition énergétique d'autres pays. Selon l'Agence internationale de l'énergie, les voies compatibles avec l'objectif de neutralité carbone pour 2050 nécessitent de réduire de moitié le volume d'émissions du secteur pétrolier d'ici la fin de la décennie, tout en revoyant à la baisse notre consommation totale de pétrole et de gaz.

Méthane et changement climatique

Le méthane est un gaz à effet de serre (GES) puissant, mais à courte durée de vie : il se désintègre dans l'atmosphère au bout d'une douzaine d'années. D'après le 5^e rapport d'évaluation du GIEC, l'impact estimé du méthane est approximativement 84 fois plus grand que celui du dioxyde de carbone sur 20 ans et 28 fois supérieur sur 100 ans.³ Selon la National Oceanic and Atmospheric Administration (agence d'observation océanique et atmosphérique des États-Unis), la concentration atmosphérique de méthane a plus que doublé depuis l'ère préindustrielle (de 715 parties par milliard (ppb) environ à 1912 ppb en 2022) et le méthane, qu'il soit d'origine naturelle ou anthropique, est le deuxième GES le plus abondant.⁴

Comme indiqué dans le Global Methane Pledge (GMP) : des mesures applicables immédiatement, peu coûteuses, voire rémunératrices, permettraient d'éliminer plus de 0,2 °C de réchauffement d'ici 2050.⁵ Des solutions pour réduire les émissions de méthane doivent être recherchées en parallèle à celles pour les autres GES, notamment le dioxyde de carbone, et ce, afin de répondre de manière adéquate aux objectifs climatiques mondiaux.

À court terme, la réduction des émissions de méthane est indispensable pour la réalisation des objectifs climatiques mondiaux et pourrait permettre de limiter le rythme du réchauffement de la planète. Le GIEC recommande des baisses significatives, rapides et durables dans les émissions de méthane.⁶

Le méthane dans la chaîne de valeur pétrolière

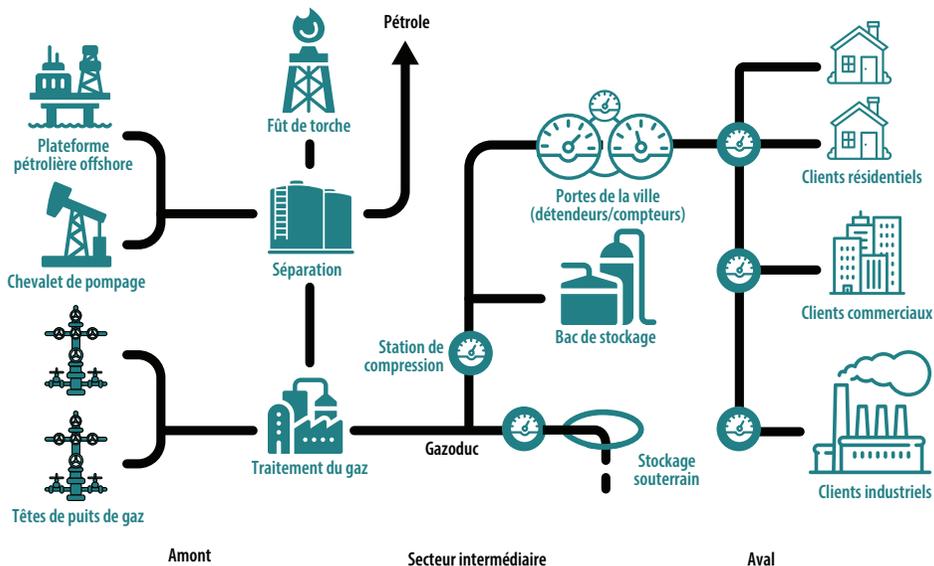


Figure 1.1 : Illustration des différentes parties de la chaîne de valeur pétrolière.

Le méthane peut être émis à toutes les étapes de la chaîne de valeur pétrolière :

- **l'amont** : comprend la production, la collecte et le traitement du pétrole et du gaz naturel ;
- **le secteur intermédiaire** : comprend l'acheminement du gaz par gazoduc ou sous forme de GNL, et les activités de stockage ;
- **l'aval** : comprend le transport et le raffinage du pétrole, ainsi que les systèmes de distribution locale du gaz jusqu'aux consommateurs.

La plupart des émissions de méthane issues de l'exploitation du pétrole et du gaz proviennent de ces trois catégories :



Torchage. Action de brûler intentionnellement le gaz naturel pour relâcher la pression en conditions dégradées ou quand la commercialisation du gaz n'est pas possible. Quand le gaz naturel est torché, la majorité du méthane est transformé en CO_2 , alors qu'une partie échappe à la combustion.



Purge à l'atmosphère. Rejet intentionnel dans l'air de gaz naturel issu d'un procédé ou d'une activité.



Émissions fugitives. Émissions involontaires de méthane à partir de fuites, par exemple, sur des vannes ou des brides. Faute d'inspections régulières, ces fuites peuvent passer inaperçues, vu le caractère incolore et inodore du méthane.

Selon les estimations de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), les émissions mondiales de méthane issues des activités pétrolières et gazières ont atteint 82 millions de tonnes en 2022.⁷ La Figure 1.2 montre la proportion relative d'émissions de méthane réparties entre le torchage, la purge à l'atmosphère et les émissions fugitives.

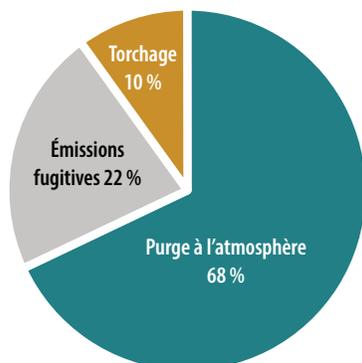


Figure 1.2 : Sources des émissions de méthane dans les secteurs pétrolier et gazier (2021).⁸

Une occasion à saisir : réduire les émissions de méthane dans le secteur pétrolier

Au vu de l'avancée des connaissances dans le domaine, les gouvernements commencent à considérer la réduction à court terme des émissions de méthane au sommet comme une **priorité**. Plus de 150 pays ont rejoint le Global Methane Pledge au moment de la rédaction de ce manuel. Le Global Methane Pledge comprend, notamment, des engagements à travailler ensemble pour réduire collectivement, d'ici 2030, les émissions anthropiques mondiales de méthane d'au moins 30 % par rapport aux niveaux de 2020 dans tous les secteurs. D'autres forums internationaux ont également reconnu que le méthane est une question prioritaire.⁹

Il est à noter que le secteur pétrolier n'est ni la seule ni la **principale source d'émissions anthropiques de méthane**. Trois principaux secteurs concentrent la plupart de ces émissions dans le monde : l'énergie, l'agriculture et les déchets. Chacun de ces secteurs nécessitera une approche adaptée pour réduire les

émissions de méthane. Même si ce document se concentre sur l'industrie pétrolière, les gouvernements peuvent maximiser les bienfaits de la réduction des émissions de méthane en envisageant des actions simultanées dans d'autres secteurs.

Les récentes avancées en télédétection ont montré que le secteur de l'énergie a la possibilité de réduire ses émissions de méthane à court terme. En 2022, l'AIE a estimé qu'à l'échelle mondiale, le secteur pétrolier émettait environ 82 millions de tonnes de méthane et que près de 70 % des émissions de méthane issues de l'exploitation de combustibles fossiles dans le monde pourraient être réduites grâce à une technologie bien connue et actuellement disponible.¹⁰

La réduction des émissions de méthane dans le secteur pétrolier peut être une solution avantageuse à tous les points de vue. Une réduction rapide des émissions de méthane du secteur pétrolier est possible et devrait favoriser une vaste croissance économique, la création d'emplois, une meilleure santé publique, la sécurité des travailleurs et la compétitivité internationale. La réduction des émissions de méthane dans le secteur pétrolier offre l'occasion d'atténuer le changement climatique et de favoriser le développement économique.

Cependant, la réussite dépend de la façon de procéder. La manière de réduire les émissions de méthane déterminera, en effet, la mesure dans laquelle un pays pourra tirer profit des avantages économiques et sociaux. La réduction des émissions de méthane nécessitera d'ajuster le paysage réglementaire et opérationnel pour les investissements dans le pétrole et le gaz. Parmi les principales questions à prendre en compte figurent :

- **Les coûts.** Qui supportera le prix des nouvelles technologies et pratiques ?
- **Les revenus.** Les recettes publiques ou des compagnies pétrolières nationales (CPN) seront-elles affectées ?
- **La capacité.** Les gouvernements, les CPN et les entreprises privées disposeront-ils de l'expertise et du personnel suffisant

pour respecter les nouvelles exigences réglementaires et opérationnelles visant à réduire les émissions de méthane ?

- **Les emplois.** Quel sera l'impact des mesures de réduction des émissions de méthane sur les emplois ? Sera-t-il différent en fonction des populations ?
- **La technologie.** Les technologies de réduction des émissions de méthane seront-elles disponibles et abordables ?

De toute évidence, ces préoccupations sont légitimes et doivent être traitées, mais la réduction des émissions de méthane dans les activités pétrolières et gazières peut également amener son lot d'avantages significatifs :

- **Plus de rentrées d'argent.** Les gouvernements peuvent monétiser le méthane qui est actuellement perdu. Cela peut générer plus de recettes publiques et améliorer l'administration des ressources publiques.
- **Un meilleur accès à l'énergie.** Les gouvernements et exploitants peuvent améliorer l'accès à l'énergie des populations en captant et en utilisant le méthane pour générer de l'électricité, pour le chauffage et pour cuisiner.
- **La création d'emplois.** Les technologies de réduction des émissions de méthane nécessitent du personnel formé, ce qui favorise l'émergence de nouveaux emplois.¹¹
- **L'amélioration de la sécurité énergétique.** Éliminer les pertes de méthane garantit une moindre dépendance aux importations de sources d'énergie, parfois très coûteuses.
- **L'accès aux investissements.** Les entreprises, y compris les compagnies pétrolières nationales (CPN), cherchent à accéder aux financements verts ou de la lutte contre le changement climatique. Mais pour ce faire, elles doivent montrer qu'elles disposent de solides indicateurs climatiques et critères environnementaux, sociaux et de gouvernance (ESG).
- **Une meilleure sécurité publique.** Les activités de réduction des émissions de méthane peuvent à leur tour faire baisser les dangers pour la population et les travailleurs.

- **L'amélioration de la qualité de l'air.** La réduction des émissions de méthane peut présenter des bénéfices connexes avec l'amélioration locale de la qualité de l'air.
- **Leadership climatique dans la région et dans le monde.** Réduire les émissions de méthane est une priorité absolue à l'échelle mondiale et les pays qui affichent des progrès seront reconnus comme des leaders à l'échelle régionale et mondiale.

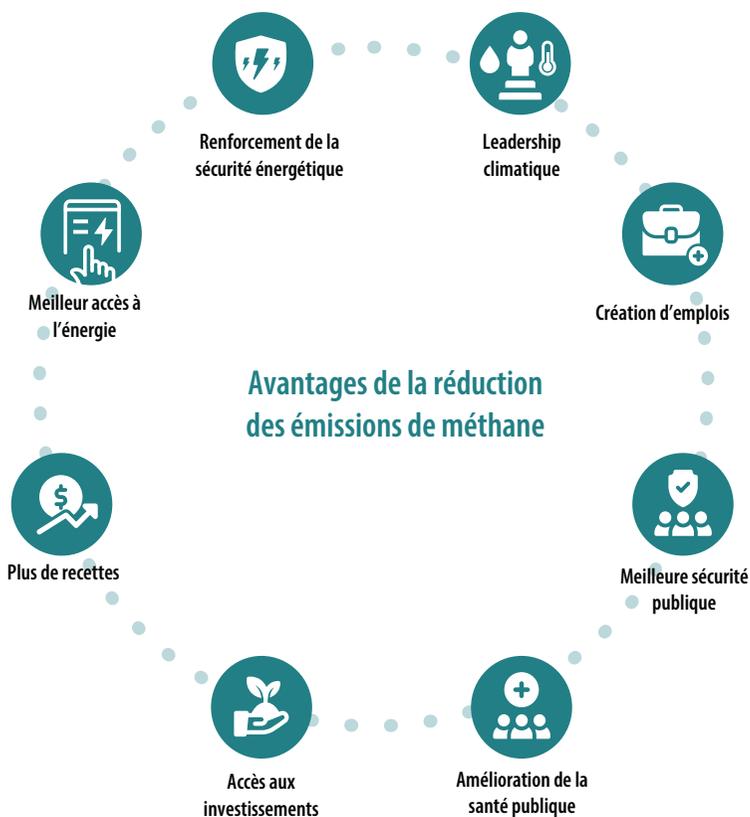


Figure 1.3 : Illustration des avantages de la réduction des émissions de méthane.

Plus d'argent, plus d'énergie : comment les gouvernements peuvent tirer parti du gaz au lieu de le torcher

En autorisant la mise à la torche du gaz associé, certains gouvernements et compagnies pétrolières nationales (CPN) laissent passer une grande opportunité, car réduire le torchage permet d'acheminer plus de gaz naturel jusqu'aux marchés de consommateurs ou de l'utiliser pour générer de l'électricité. Ces projets sont bénéfiques pour les gouvernements, l'industrie et le grand public. Dans certains cas, ils nécessitent peu de dépenses budgétaires gouvernementales, voire aucune, car ils sont portés par des exploitants privés avec un objectif de rentabilité. En outre, dans les projets d'utilisation du gaz pour générer de l'électricité, l'énergie produite peut améliorer la stabilité du réseau électrique et permettre de réduire les émissions atmosphériques des opérations d'électrification.

Deux exemples en Égypte illustrent cette opportunité. Dans l'un, une compagnie pétrolière indépendante britannique, Pharos Energy, a réduit le torchage du gaz de 30 % dans ses opérations sur le terrain en installant deux nouveaux groupes électrogènes alimentés au gaz. Cela a également permis de réduire significativement les frais et la pollution créés par la combustion du gazole. Selon les estimations de FlareIntel (outil développé par Capterio), ces projets de réduction du torchage et d'utilisation de gazole ont permis de faire baisser les émissions d'environ 42 000 tonnes d'équivalent CO₂ par an.

Dans un autre champ pétrolier, la compagnie nationale ukrainienne Naftogaz a installé de nouveaux équipements pour récupérer le gaz naturel qui était auparavant mis à la torche, et l'acheminer vers le marché des consommateurs via un gazoduc situé à proximité. Cela a eu pour résultat la réduction des émissions de 800 000 tonnes d'équivalent CO₂ par an. Selon les estimations de FlareIntel, près de 15 millions de pieds cubes standard de gaz naturel par jour sont commercialisés au lieu d'être torchés grâce à ce projet.¹²

Les pays vont-ils saisir cette chance ?

Quel avenir pour l'industrie pétrolière ? Cela dépendra de la manière dont les pays sauront saisir cette occasion offerte par la réduction des émissions de méthane dans le secteur. Les pays qui soutiennent l'élan des nouveaux outils, analyses, normes, pratiques et engagements peuvent rapidement réduire leurs émissions de méthane dans le secteur pétrolier. Ce sont autant d'occasions de cultiver les ambitions de réduction du méthane et de les mettre en œuvre.

2. Prévoir la réduction des émissions de méthane dans le secteur pétrolier

Éléments à retenir

- Les gouvernements nationaux et infranationaux prévoient de réduire les émissions de méthane en fixant des objectifs ambitieux dans tous les secteurs, dans le cadre d'un plan d'action national sur le méthane. Des dizaines de pays ont adopté des plans d'action sur le méthane ou sont en train de les élaborer.
- Les pays qui sont en passe de créer des plans d'action nationaux et des mesures par secteur peuvent s'inspirer des stratégies d'autres nations pour trouver des exemples utiles.
- Les partenaires de développement international du secteur pétrolier possèdent des ressources pour créer des plans de réduction des émissions de méthane, des feuilles de route détaillées et des réglementations spécifiques pour l'industrie pétrolière.
- Les régulateurs et les décideurs doivent adapter à leurs situations particulières les politiques d'atténuation des émissions de méthane qu'ils élaborent pour le secteur pétrolier.
- Les solutions de réduction des émissions de méthane sont liées aux trois pans de l'industrie : l'amont, le secteur intermédiaire et l'aval.

Plans d'action nationaux sur le méthane

Les plans d'action nationaux sur le méthane fixent les ambitions d'atténuation pour tout le secteur économique. Un plan d'action national est un bon moyen de fixer des objectifs ambitieux de réduction des émissions de méthane pour tous les secteurs, notamment les secteurs pétrolier, du charbon, des déchets et de l'agriculture. Il peut contenir des objectifs chiffrés élevés et/ou une liste de mesures d'atténuation spécifiques pouvant être prises par le gouvernement.

- Le plan d'action national du **Ghana** pour atténuer la présence des polluants climatiques à courte durée de vie (2018) identifie des mesures spécifiques de réduction des émissions

de méthane et d'autres polluants dans tous les secteurs.¹³

- Le plan d'action pour la réduction des émissions de méthane des **États-Unis** (2021) décrit plusieurs étapes réglementaires, ou autres, entreprises par le gouvernement pour réduire les émissions de méthane dans l'industrie pétrolière, les décharges, les mines de charbon, l'agriculture et les autres industries et infrastructures.¹⁴
- Le plan d'action national **Norvégien** pour le méthane (2022) n'établit pas d'objectif spécifique pour le méthane, mais précise que celui-ci est inclus dans l'objectif de réduction de 55 % des émissions de GES de la Norvège d'ici 2030 et de 90 % à 95 % d'ici 2050 (par rapport au niveau de 1990).¹⁵
- La stratégie pour le méthane du **Canada** (2022) fixe les grandes lignes des mesures et programmes connexes pour réduire les émissions de méthane du pays de plus de 35 % d'ici 2030 (par rapport à 2020). Pour le secteur pétrolier, le Canada s'est engagé à réduire ses émissions de 75 % d'ici 2030 par rapport à 2012.¹⁶

Chaque pays suit sa propre progression et peut ainsi amender ses plans et objectifs pour tenir compte des nouveaux éléments d'information.

Les pays qui entament la création de nouveaux plans d'action peuvent s'inspirer des plans d'autres nations pour trouver des exemples utiles à y inclure. On estime qu'une cinquantaine de pays ont adopté un plan d'action pour le méthane ou sont en train de le rédiger (chiffre pour mai 2023).¹⁷

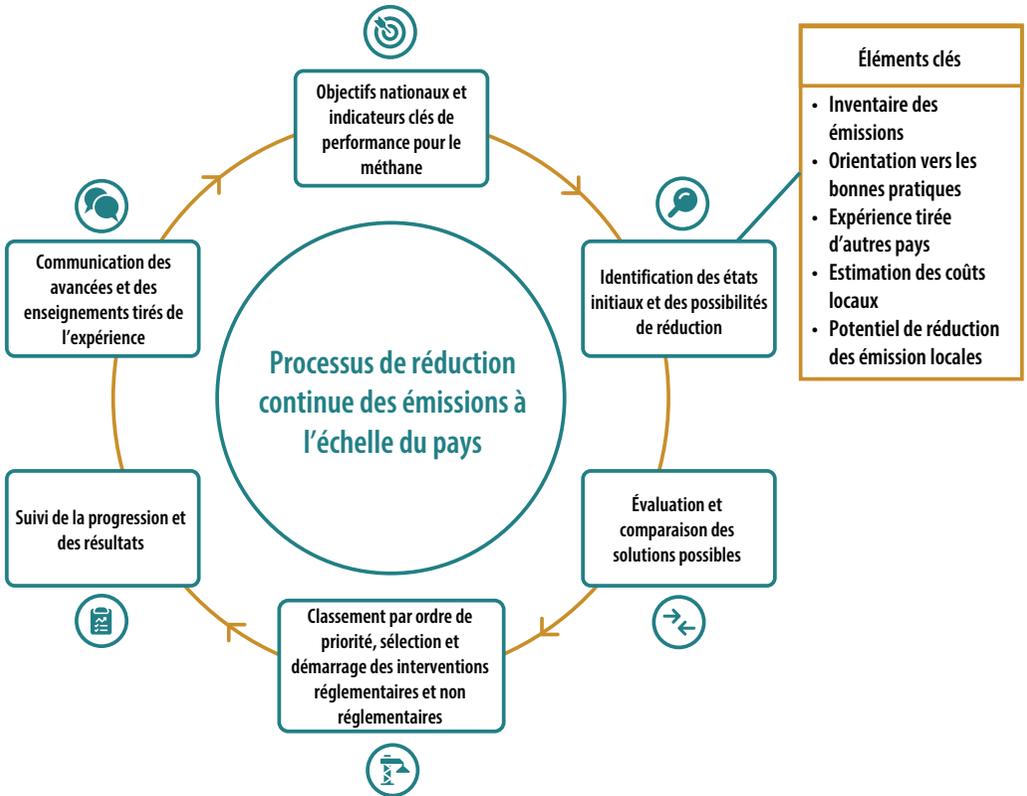


Figure 2.1 : Processus de réduction continue des émissions à l'échelle du pays.

Des ressources, comme le Programme d'action de la feuille de route sur le méthane (M-RAP) de la Climate and Clean Air Coalition (CCAC), sont mises à disposition des pays pour les assister lors de ce processus.¹⁸



Étude de cas : plan d'action 2030 sur le méthane du Vietnam

Un plan d'action sur le méthane peut refléter les intentions et définir les processus d'élaboration d'une feuille de route plus détaillée. Le plan d'action 2030 sur le méthane du Vietnam établit les objectifs de réduction des émissions globales d'au moins 30 % par rapport au niveau de 2020 d'ici 2030, avec des objectifs spécifiques pour l'agriculture, les déchets et l'énergie.

Il indique que « les réductions des émissions de méthane doivent être réalisées à partir d'une analyse coûts-bénéfices et conformément à une feuille de route qui garantit les droits et avantages légitimes des entités institutionnelles et individuelles, et qui promeut les innovations en matière de développement socio-économique durable pour le Vietnam ». Cette feuille de route comprend des dispositions pour :

- promouvoir le transfert et l'adoption de technologies pour faciliter la mise en place de solutions de réduction des émissions ;
- définir le cadre réglementaire de gestion des crédits carbone acquis en réduisant les émissions de méthane et assister les émetteurs pour qu'ils accèdent aux marchés du carbone nationaux et internationaux.

Ce plan prévoit également que l'action pour limiter les émissions de méthane soit conforme aux politiques existantes et propose aux représentants ministériels d'inclure la réduction des émissions de méthane dans la stratégie de lutte contre le changement climatique, dans le plan de croissance verte national et dans les plans directeurs sectoriels et provinciaux.

Plans de réduction des émissions pour le secteur pétrolier

Pour compléter un plan d'action national relatif à l'ensemble de l'économie, de nombreux pays élaborent des politiques et feuilles de route plus détaillées qui soulignent les actions spécifiques à mettre en place pour atténuer les émissions du secteur pétrolier. L'Agence internationale de l'énergie (AIE) a créé une feuille de route réglementaire et une boîte à outils pour aider les décideurs en identifiant les étapes que les gouvernements peuvent suivre pour concevoir et appliquer de nouvelles politiques et réglementations sur le méthane.¹⁹

Celles-ci peuvent être regroupées en trois phases : la compréhension du contexte, l'élaboration de la réglementation et sa mise en application. Ces étapes peuvent être réalisées successivement ou en parallèle.

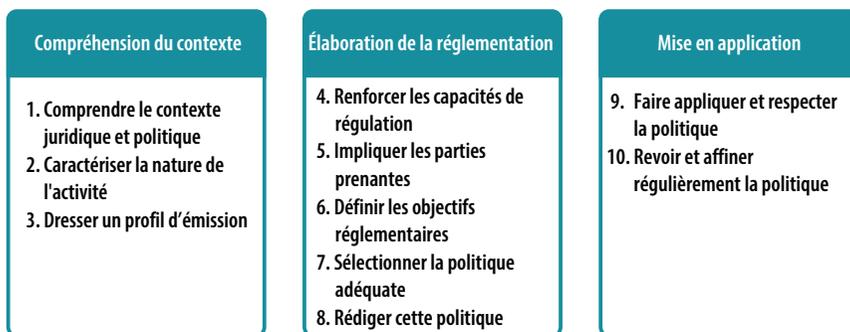


Figure 2.2 : Feuille de route de l'AIE pour concevoir une politique efficace pour le méthane.²⁰

Évaluer les coûts et les bénéfices de la réduction des émissions de méthane

Pour établir des objectifs et plans spécifiques au secteur pétrolier, les pays peuvent placer en priorité les sources d'émissions les

plus importantes ou les solutions de réduction des émissions les plus économiques. L'analyse Global Methane Tracker de l'AIE constitue un bon point de départ pour cela.²¹ Elle fournit les estimations de l'AIE, pays par pays, en matière d'émissions de méthane, de solutions pour les réduire et de coûts induits. Ces informations contribuent à identifier les domaines offrant le meilleur potentiel d'atténuation, même en l'absence de données détaillées à l'échelle nationale.

Au fil de leur progression, les pays peuvent affiner les informations les concernant en matière de sources d'émissions potentielles et de coûts. L'outil de réduction des émissions de méthane d'un pays (CoMAT) de la Clean Air Task Force est conçu pour aider les régulateurs à estimer les émissions actuelles et le potentiel de réduction des différentes politiques possibles.²² À terme, une courbe détaillée du coût marginal de réduction (MACC) permet de voir où ces réductions peuvent être réalisées à moindre coût et ainsi classer par ordre de priorité les différentes solutions d'atténuation.

Réaliser une courbe du coût marginal de réduction (MACC)

La courbe du coût marginal de réduction (MACC) d'un pays montre les possibilités de réduction des émissions par rapport à leur coût, ce qui éclaire la prise de décision pour hiérarchiser les solutions d'atténuation proposées.

Il existe de nombreux outils pour réaliser des MACC et les experts d'organismes comme la CATF, ou d'autres, peuvent conseiller sur la bonne manière de les créer.²³

Les éléments clés de ce processus sont notamment :

- la quantité annuelle d'émissions réduites par cette solution, habituellement exprimée en tonnes de méthane ou d'émissions en équivalent CO₂ ;
- l'estimation des coûts en capitaux ;
- les coûts récurrents annuels de l'activité, y compris la main-d'œuvre ou l'entretien ;
- un taux d'actualisation pour déterminer une valeur actuelle nette ou d'autres indicateurs économiques en tenant compte de la valeur relative actuelle par rapport aux dépenses futures ;
- la prise en compte de la durée de vie des équipements ;
- le montant des économies de coûts, comme des coûts d'entretien réduits pour des interventions, y compris la valeur potentielle du gaz naturel récupéré.

Une MACC peut varier avec les évolutions technologiques et devenir accessible à un public plus large. Les nouvelles technologies de surveillance sont encore en cours de développement pour réduire le coût de détection des émissions fugitives et de leur réparation (*cf. Chapitre 9 : Surveillance*). Cependant, la plupart des critères de conception abordés dans ce chapitre sont déjà bien établis.

Dans la mesure où les solutions de réduction des émissions de méthane devront être appliquées en parallèle avec celles portant sur le dioxyde de carbone, les gouvernements devront réfléchir à la manière de hiérarchiser les actions concernant le

méthane et les mesures d'atténuation des émissions d'autres gaz à effet de serre (GES), ainsi que les efforts d'adaptation. Les coûts peuvent constituer un facteur déterminant pour prendre ces décisions, en particulier quand les ressources sont limitées.

Potentiel de réchauffement global : l'essentiel à savoir pour les décideurs

Les responsables politiques peuvent utiliser le potentiel de réchauffement global (GWP) pour estimer les effets du réchauffement. Il exprime une tonne de gaz à effet de serre émise en équivalent CO₂ pour fournir une mesure unique des émissions totales de gaz à effet de serre (en équivalent CO₂). Le GIEC indique « qu'un GWP pour le méthane est compris entre 84 et 87 en prenant en compte ses effets sur une période de 20 ans (GWP20), et entre 28 et 36 pour une période de 100 ans (GWP100). Ainsi, une tonne de méthane peut être équivalente à entre 28 et 36 tonnes de CO₂ si l'on considère ses effets sur 100 ans. »²⁴ Dans le cadre de la CCNUCC, les Parties s'accordent sur le fait d'utiliser le potentiel de réchauffement global sur 100 ans (ou GWP100) pour les déclarations nationales et le suivi des progrès réalisés, conformément à l'Article 13 de l'Accord de Paris. Par ailleurs, les consignes de déclaration prévoient d'utiliser les valeurs figurant dans le cinquième rapport du GIEC.²⁵ Les directives du GIEC fournissent de multiples indicateurs sur lesquels les pays peuvent s'appuyer pour déclarer leurs émissions de gaz à effet de serre. Dans le cadre de l'Accord de Paris, les pays doivent utiliser les GWP100 du cinquième rapport du GIEC.

Adapter les politiques d'atténuation des émissions de méthane aux contextes locaux

Une politique d'atténuation des émissions de méthane dans le secteur pétrolier sera plus efficace si elle est adaptée à la législation locale, notamment au contexte politique et réglementaire, à la nature de l'industrie, à la taille et à l'emplacement des sources d'émission, mais aussi aux objectifs réglementaires de la région concernée.

Un élément clé à prendre en compte peut être la maturité du secteur pétrolier du pays : s'il s'agit d'un nouveau producteur, d'un producteur établi depuis quelques temps ou d'un producteur historique.

Tableau 2.1 : Comparaison de la situation de départ par rapport aux possibilités offertes par la réduction des émissions de méthane dans le secteur pétrolier.

| Différentes situations de départ | Possibilité de réduire ou d'éviter les émissions de méthane pour les pays |
|---|---|
| <p>Nouveaux producteurs</p> <p>Les pays avec une production actuelle limitée ou inexistante peuvent créer des réglementations au fur et à mesure qu'ils avancent dans leur compréhension de l'exploitation pétrolière.</p> | <p>Exiger que les nouvelles installations soient conçues selon une norme d'émissions de méthane proches de zéro. Prévoir cette limitation dès le départ permet d'éviter des aménagements plus coûteux par la suite et d'intégrer les bonnes pratiques dès la phase de conception.</p> |

Producteurs à un stade peu avancé ou intermédiaire de leur activité

Les circonstances peuvent varier en fonction de l'échelle et de la complexité de l'industrie. Par exemple, une nation insulaire avec un seul champ offshore ou des pays avec une production de gaz conventionnel et non conventionnel, à terre et en mer.

Se concentrer en priorité sur les plus gros émetteurs de méthane (ou « super-émetteurs ») pour obtenir les réductions les plus importantes avec un investissement minime. Les priorités peuvent être définies en fonction de leur coût.

Producteurs historiques, avec une activité établie depuis longtemps

Ils peuvent nécessiter une continuité de la production et posséder des puits en fin de vie (phases de démantèlement et d'abandon).

Rechercher sans arrêt des possibilités de réduction des émissions pour la production en cours, qui peuvent nécessiter d'aller au-delà des mesures réglementaires initiales. Les politiques peuvent mettre au point des programmes pour boucher et abandonner correctement les puits afin d'atténuer les potentielles émissions de méthane.

De nombreux paramètres doivent être pris en compte lors de l'élaboration d'une politique d'atténuation des émissions de méthane dans l'industrie pétrolière.

Des considérations locales. Le coût des biens et des équipements peut considérablement varier à travers le monde. De même, les biens et services peuvent être soumis à des contraintes de contenu local avec une capacité de fabrication pouvant être insuffisante pour des technologies spécifiques de réduction des émissions de méthane.

Les chaînes d'approvisionnement et la logistique. Plusieurs pays sont en cours d'adoption de réglementations sur le méthane et d'exigences de contrôle. Même si le marché finira par équilibrer l'offre et la demande pour ces technologies, des difficultés peuvent exister à court terme pour se procurer certains

équipements particuliers et nécessitent d'ajuster provisoirement les délais pour réaliser les contrôles d'ingénierie. Par exemple, l'American Petroleum Institute (API) a récemment mentionné des délais de commande d'un an pour des systèmes à air comprimé et de 1,5 à 2 ans pour des panneaux solaires qui sont des technologies importantes pour réduire les émissions de méthane. Toutefois, un rapport récent du Datu Research s'appuyant sur des entretiens avec des fournisseurs de technologies neutres en carbone indique que les fournisseurs sont bien équipés pour répondre à la demande prévue aux États-Unis. Les régulateurs peuvent se renseigner sur la situation de la chaîne d'approvisionnement auprès des acteurs du secteur pétrolier et des fournisseurs de technologie.

Des formations et services locaux. Pour certaines solutions, les exploitants et prestataires auront besoin de se former aux procédures et pratiques de maintenance pour réduire efficacement leurs émissions de méthane. La disponibilité locale du personnel d'entretien et l'achat en flux tendu de pièces et matériel de rechange sont indispensables pour mettre en œuvre efficacement d'autres solutions de réduction des émissions.

L'adaptation aux conditions météorologiques locales. Les conditions météorologiques locales, comme des températures ou des niveaux de précipitation extrêmes, affectent nécessairement les normes de conception des équipements. Les études de cas et solutions de réduction mises en place pour une exploitation ou un site donné ne peuvent pas systématiquement s'appliquer ailleurs.

Les nouvelles sources et celles existantes. Le coût des solutions de contrôle des émissions de méthane lors de la conception de nouvelles installations peut être inférieur à celui d'un aménagement pour des sources existantes pour plusieurs raisons. Par exemple, s'assurer que la génération d'électricité sur site est dimensionnée pour la charge électrique associée aux compresseurs d'air ou aux unités de récupération de vapeurs, ou encore que l'on dispose de l'espace nécessaire sur le pont d'une plateforme offshore pour une unité de traitement supplémentaire, indispensable pour réduire les émissions de méthane. Les nouveaux producteurs peuvent s'appuyer sur des partenaires locaux et internationaux pour

adopter les bonnes pratiques réglementaires de marchés mieux établis et les adapter à leur situation locale. Si les nouvelles installations sont conçues avec les meilleures technologies disponibles d'atténuation des émissions, il est possible de pratiquement éliminer ces dernières.



Ressources utiles

Partenariat Pétrole et Gaz Méthane (OGMP) : guides et modèles. <https://ogmpartnership.com/guidance-documents-and-templates/>

The Environmental Partnership : Taking Action : programmes de performances environnementales. <https://theenvironmentalpartnership.org/what-were-doing/taking-action/>

Methane Guiding Principles : ressources : boîtes à outils et guides de bonnes pratiques. <https://methaneguidingprinciples.org/resources-and-guides/>

Programme Natural Gas STAR : technologies recommandées pour réduire les émissions de méthane. <https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/methane-mitigation-technologies-platform>

Entreprise ExxonMobil : Mitigating Methane Emissions from the Oil and Gas Industry: modèle de cadre réglementaire. <https://corporate.exxonmobil.com/-/media/Global/Files/newsroom/publications-and-reports/Mitigating-Methane-Emissions-from-the-Oil-and-Gas-Industry-Model-Regulatory-Framework.pdf>

Assistance technique méthane de la Climate and Clean Air Coalition. <https://www.ccacoalition.org/content/methane-technical-assistance>

Conseils de la Clean Air Task Force. <https://www.catf.us/methane/international-oil-gas/>

Rapport de l'AIE : Driving Down Methane Leaks from the Oil and Gas Industry. <https://www.iea.org/reports/driving-down-methane-leaks-from-the-oil-and-gas-industry/regulatory-roadmap>

3. Réglementer la réduction des émissions de méthane : les étapes initiales

Éléments à retenir

- Comprendre les mesures qui peuvent être appliquées à la réduction des émissions de méthane constitue un bon point de départ pour établir de nouvelles réglementations.
- Il existe quatre principales approches pour réglementer les émissions de méthane : normative, relative aux performances, économique et informative. Celles-ci ne sont pas incompatibles. Un régime réglementaire intégrera probablement des éléments issus de plusieurs approches différentes.
- Le cadre juridique et réglementaire existant détermine les actions réglementaires possibles et qui possède l'autorité pour élaborer de nouvelles politiques.
- Impliquer les principales parties prenantes dans l'élaboration d'une politique d'atténuation des émissions de méthane leur permet de prendre part aux décisions qui concernent leurs activités respectives tout en mettant au point des politiques basées sur des informations factuelles.
- Les acteurs de l'industrie peuvent avoir déjà pris des mesures volontaires sur lesquelles les réglementations pourront s'appuyer pour les renforcer.
- Observer les réglementations existantes d'autres pays peut donner des indications sur les solutions réglementaires les plus efficaces. Par exemple, les réglementations existantes incluent habituellement des exigences en matière de détection et réparation de fuites, des restrictions liées au torchage et à la mise à l'atmosphère, et des règles relatives à des équipements et procédés particuliers.

Politiques et stratégies réglementaires envisageables

Pour élaborer une nouvelle politique ou réglementation, il serait judicieux de comprendre en premier lieu les différents types de stratégies réglementaires pouvant être appliquées à la réduction des émissions de méthane. À la suite d'une enquête

sur les réglementations existantes en matière d'émissions de méthane dans le secteur pétrolier, l'AIE a classé différentes approches pouvant s'appliquer à la question.²⁶

- Les mesures **normatives** nécessitent que les autorités agissent directement pour entreprendre, ou non, des actions ou procédures spécifiques. Elles comprennent des exigences en matière de détection et de réparation des fuites (LDAR), des normes relatives aux équipements, ainsi que des interdictions ou des moratoires.
- Les mesures relatives aux **performances** établissent un niveau standard de performance obligatoire pour les régions soumises à la réglementation, mais ne dictent pas par quelle manière cet objectif doit être atteint. Ces niveaux de performance peuvent être fixés à grande échelle (p. ex. des normes de performance pour l'ensemble d'une installation) ou à plus petite échelle (p. ex. des normes de performance relatives à l'efficacité du torchage).
- Les mesures **économiques** induisent une action par l'application de taxes ou l'introduction d'incitations financières récompensant certains comportements. Il peut s'agir de mesures relativement spécifiques, comme des taxes sur le torchage et la mise à l'atmosphère, ou des subventions directes pour des actions de réduction des émissions, ou de mesures plus larges qui lient les réductions de méthane aux marchés du carbone de plusieurs secteurs.
- Les mesures **informatives** sont conçues pour améliorer l'information sur les émissions et peuvent inclure des exigences pour que les régions soumises à cette réglementation estiment, mesurent et communiquent leurs émissions aux autorités publiques. Cela peut aller de la simple déclaration des sources et installations existantes à un rapport détaillé des taux d'émission et des données mesurées. Ce système peut, par exemple, inclure la publication de la liste des plus gros émetteurs ou la totalité des données relatives aux émissions disponibles pour les rendre accessibles au public. Les mesures informatives

peuvent constituer des outils puissants pour réduire les émissions quand les données sont publiées et les entreprises doivent rendre des comptes publiquement.

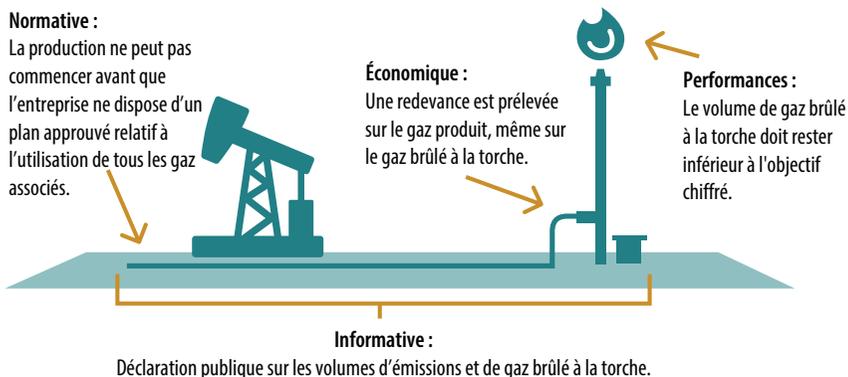


Figure 3.1 : Illustration de différentes approches réglementaires potentielles avec l'exemple des gaz associés.

Ces quatre approches ne sont pas incompatibles et il est probable qu'un régime réglementaire intégrera des éléments issus de plusieurs d'entre elles. Par exemple, les mesures réglementaires d'un pays peuvent inclure une exigence LDAR obligatoire (mesure normative), une taxe sur le torchage (mesure économique) et une norme imposant aux entreprises de déclarer le volume de gaz torché et les résultats de chaque campagne LDAR (mesure informative).

Avantages comparatifs

À travers le monde, il existe de nombreux exemples de réglementations relatives au méthane dans l'industrie pétrolière qui illustrent chacun de ces quatre types de mesures. Pour sélectionner l'approche et les éléments à utiliser, il peut s'avérer pertinent de prendre en compte de nombreux paramètres différents en fonction de la situation particulière d'un pays.

Facilité de mise en œuvre. Les réglementations normatives bien conçues sont généralement assez faciles à appliquer pour les régulateurs et les entreprises, car elles sont sans ambiguïté et leur cadre en matière de déclaration et de conformité peut être simple. Voilà pourquoi la plupart des réglementations existantes sur la réduction des émissions de méthane sont normatives. Ce paramètre peut être décisif pour des régions possédant des ressources réglementaires limitées. D'autre part, les instruments économiques peuvent être plus complexes à mettre en œuvre, en particulier s'ils s'appuient sur des facteurs extérieurs comme un vaste mécanisme de tarification du carbone ou un cadre international pour les compensations.

Efficacité. Différentes approches peuvent être plus efficaces en fonction de circonstances nationales particulières. Par exemple, les réglementations s'appuyant sur des mesures informatives peuvent utiliser des instruments économiques ou liés aux performances, mais elles ne conduisent généralement pas à des réductions des émissions par elles-mêmes.

Besoin de données de qualité. Le type de données nécessaires, sur les émissions ou autres, est un élément important à prendre en compte. Une taxe sur le torchage ne fonctionne pour réduire les émissions que si les entreprises peuvent être sûres que la diminution du torchage fera baisser le montant de leurs taxes. Un programme de ce type suppose de compter les volumes mis à la torche et de déclarer aux agences gouvernementales concernées les données relevées par le comptage.

Flexibilité ou rigidité du régime réglementaire. Les approches normatives tendent à se limiter aux solutions technologiques existantes au moment où la réglementation est finalisée. À l'inverse, les approches économiques et relatives aux performances permettent aux entreprises de choisir comment se mettre en conformité à mesure que de nouvelles technologies apparaissent.

Il s'agit là de considérations habituelles en matière de sélection d'un régime réglementaire, mais d'autres facteurs liés aux normes internationales, à la dynamique du marché, aux chocs géopolitiques, aux complications nationales et à l'acceptabilité par les parties prenantes doivent aussi être pris en compte.

Tableau 3.1 : Tableau de l'AIE sur les approches réglementaires, leurs inconvénients et leurs avantages.²⁷

| Approche réglementaire | Coûts de transaction | Rigidité | Prérequis | À envisager quand... | Exemples |
|--|--|--|--|---|--|
| Normative | Faibles Facile à gérer, pour les régulateurs comme pour les entreprises | Élevés Seuls les changements prescrits seront appliqués. | Modérés Connaissance indispensable des émissions des installations | Vous avez identifié des possibilités importantes de réduction des émissions | Interdiction (Guinée équatoriale ²⁸) |
| Reposant sur les performances ou les résultats | Modérés Surveillance, mesure et suivi nécessaires | Faible Encourage différentes solutions | Élevés Nécessite des informations sur les émissions de référence et sur les émissions globales | Vous avez une compréhension raisonnable des émissions et des capacités de surveillance | Limites des installations (Alberta, Canada ²⁹) |
| Économique | Élevés Nécessite des systèmes de vérification robustes | Faible Permet des stratégies de réduction des émissions spécifiques à une entreprise | Modérés Nécessite une connaissance des émissions de référence et le degré de méthane connexe | Un système de surveillance est en place et vous voulez mobiliser des solutions différentes | Redevance (Brésil ³⁰) |
| Reposant sur l'information | Élevés Impose de recueillir, d'analyser et de transmettre les informations | Modérés Prévoit d'autres solutions dans certains cas | Faible Aucun besoin d'informations préalables | Vous avez besoin de mieux comprendre les émissions de méthane et les possibilités de les réduire. | Mesurer et déclarer (Saskatchewan, Canada ³¹) |

Souvent, des approches différentes sont combinées. Par exemple, le Vietnam³² a mis en place une réglementation avec des restrictions de torchage (normatives) qui permet au gouvernement d'autoriser l'utilisation gratuite du gaz qui aurait dû être brûlé (économique) et qui exige de déclarer les pertes de gaz (reposant sur l'information).

Évaluer les lois et institutions existantes

Certains pays peuvent déjà posséder des lois, réglementations, normes ou autres politiques pour encadrer la réduction des émissions de méthane dans le secteur pétrolier, ou qui pourraient servir à le faire. Ces cadres réglementaires peuvent toutefois prendre des formes différentes d'instruments juridiques, de procédures ou de normes visant à lutter contre les émissions de méthane. Certains pays peuvent en revanche avoir besoin d'élaborer de nouvelles réglementations.

Pour d'autres, l'autorité inhérente à la protection des ressources nationales et à leur utilisation peut être particulièrement étendue. Des régions peuvent être amenées à adopter des dispositions statutaires précises, afin de disposer de l'autorité juridique nécessaire pour gérer des sources spécifiques d'émission de méthane. Certains pays peuvent piloter des politiques transitoires afin de faciliter la mise en place d'un organe statutaire chargé de lutter contre les émissions de méthane dans le secteur pétrolier.



Étude de cas : comment le Sri Lanka fait évoluer son cadre réglementaire

Le Sri Lanka illustre comment un gouvernement peut faire évoluer son approche pour réglementer le développement pétrolier et gazier, et comment il se prépare à intégrer la réduction des émissions de méthane dans son cadre réglementaire actuel. L'histoire de l'exploration pétrolière au Sri Lanka remonte aux années 1960. Entre 1960 et 1984, des volumes importants de données sismiques 2D ont été acquis et sept puits ont été forés au large de la côte nord-ouest. L'exploration a été relancée en coopération avec une entreprise norvégienne qui a réalisé des campagnes sismiques en 2001 et 2005 pour acquérir des données sismiques 2D de haute qualité dans le bassin de Mannar. Il n'existe toutefois pas d'informations précises indiquant l'existence au Sri Lanka d'une réglementation ou directive environnementale pour encadrer l'exploitation pétrolière durant cette période. Cependant, il est clair que le gouvernement du Sri Lanka (GOSL) s'assurait que les exploitants, aussi appelés opérateurs, utilisaient bien les bonnes pratiques de l'industrie en contrôlant et en approuvant leurs procédures opérationnelles normalisées (SOP).

Encouragé par les résultats des opérations susmentionnées, le gouvernement du Sri Lanka a depuis décidé d'adopter un nouveau cadre juridique et réglementaire, ainsi que de nouvelles directives relatives à l'exploitation pétrolière. Par conséquent, le Secrétariat de l'exploitation des ressources pétrolières (PRDS), institué par la loi sur les ressources pétrolières n° 26 de 2003, a publié en 2008 des directives pour les programmes géophysiques, géologiques, environnementaux et géotechniques relatifs à l'exploitation

pétrolière, mais aussi pour les programmes de forage en mer en 2011. En outre, l'Autorité de protection de l'environnement marin, l'agence chargée de la délivrance des autorisations environnementales en matière d'exploitation pétrolière, a publié la réglementation n° 1 en 2011 : Exploration en mer de ressources naturelles et exploitation de ces ressources incluant le pétrole (protection de l'environnement marin).

Dans le cadre de ces réglementations, plusieurs campagnes sismiques offshore 2D et 3D ont été réalisées et quatre puits ont été forés en mer, ce qui a abouti à la découverte de gaz dans deux d'entre eux. En 2020, le conseil des ministres sri-lankais a approuvé la politique nationale visant à soutenir le processus de commercialisation du gaz naturel.

Le gouvernement du Sri Lanka a récemment adopté une nouvelle loi n° 21 de 2021 sur les ressources pétrolières et établi une nouvelle autorité pour réglementer toutes les opérations de l'amont pétrolier sur le territoire : l'Autorité du développement pétrolier du Sri Lanka (PDASL). La PDASL a publié plusieurs réglementations pour établir des procédures d'accès aux programmes d'exploration, à la production de données et aux permis. Elle devrait, en outre, formuler de nouvelles réglementations techniques pour les opérations de l'amont pétrolier, notamment dans les domaines en lien avec l'hygiène, la sécurité et l'environnement pour prendre en compte la réduction des émissions de méthane et l'utilisation du gaz.

Les efforts infranationaux jouent également un rôle clé dans la gestion des émissions dans certaines régions. Cela concerne plusieurs états des États-Unis, comme la Californie, le Nouveau-Mexique et le Colorado, mais aussi des provinces canadiennes, comme l'Alberta et la Colombie-Britannique. En outre, des initiatives en faveur du climat, comme le réseau de mégapoles C40 et la coalition Under2 réunissent des entités

infranationales à travers le monde pour lutter contre les émissions de méthane.

Les procédures d'approbation de projet peuvent être décisives pour évaluer les solutions de gestion des émissions de méthane ainsi que leur faisabilité, leurs effets et les mesures d'atténuation. Certaines régions imposent de prendre en compte les émissions de méthane avant l'approbation d'un projet, par exemple, dans le cadre d'une étude d'impact environnemental ou d'un plan de gestion des GES. Cette approbation peut inclure des conditions visant à atténuer les effets sur l'environnement, notamment la surveillance, les procédures opérationnelles ou la limitation des émissions de méthane.

Implication des parties prenantes

L'implication des parties prenantes permet aux communautés concernées de s'exprimer et de contribuer à la prise de décision. Ce processus peut prendre la forme d'un avis public qui permet d'émettre des commentaires et de faire preuve de transparence. L'implication des parties prenantes peut favoriser l'acceptation des projets par les communautés.



Figure 3.2 : Les parties prenantes dans la réglementation sur la réduction des émissions de méthane.

Les groupes de la société civile et les agences environnementales peuvent s'intéresser aux émissions de méthane dans le cadre d'une stratégie nationale ou infranationale de réduction des GES. Ils peuvent aussi vouloir s'assurer que des mesures sont prises pour garantir que les communautés défavorisées ont la possibilité de participer de manière significative et sont protégées dans le cadre des décisions qui les concernent.

L'industrie peut être particulièrement intéressée par les coûts et la marge de manœuvre laissée en matière d'innovation alors que les technologies ne cessent d'évoluer. Dans de nombreux cas, le secteur possède des informations cruciales dont les régulateurs ont besoin pour s'assurer que les réglementations sont applicables et pratiques. Si les exploitants désignent un interlocuteur, cette personne peut apporter son soutien à l'avenir en cas d'événement indésirable lié aux émissions de méthane. Les agences et les exploitants doivent tenir à jour une liste des coordonnées des représentants pour assurer une communication prompte et réactive.

Les agences gouvernementales qui gèrent les ressources naturelles, les finances, ou supervisent les exploitants pétroliers et gaziers peuvent s'intéresser au gaz naturel gaspillé dans le

cadre de pratiques comme le torchage et la mise à l'atmosphère. De leur côté, les agences de l'énergie pourraient vouloir assurer et étendre l'accès à l'énergie.

Tirer parti de l'action volontaire de l'industrie

Dans certains cas, les responsables et régulateurs peuvent tirer parti d'initiatives existantes dans l'industrie pour réduire les émissions de méthane. Les pays disposant de moins de ressources et de capacité de départ peuvent commencer leur cheminement sur la réglementation du méthane en travaillant avec l'industrie pour promouvoir les actions volontaires et en apprendre plus sur les solutions de réglementation du méthane et les bonnes pratiques.

Des efforts conjoints dans l'industrie, comme l'initiative Aiming for Zero Methane Emissions de l'Oil and Gas Climate Initiative (OGCI) introduisent des directives, normes et codes pour partager les bonnes pratiques et améliorer les performances de l'industrie. On peut citer d'autres exemples :

- The Environmental Partnership ;
- Methane Guiding Principles ;
- Oil and Gas Climate Initiative ;
- Partenariat Pétrole et Gaz Méthane (OGMP) 2.0.

Avec un objectif commun de réduction des émissions mondiales de méthane à court terme, de nombreux gouvernements envisagent activement tous les outils disponibles, volontaires ou autres, pour réduire les émissions de méthane, en les intégrant dans leurs programmes réglementaires. Les gouvernements devraient prendre en compte le fait que les choix de politique peuvent avoir des conséquences des conséquences imprévues sur les activités volontaires de réduction des émissions de méthane.

Approches courantes dans les réglementations existantes

Au cours des dernières années, de nombreux pays ont mis en place des réglementations pour réduire les émissions de méthane qui peuvent offrir des exemples concrets pour d'autres régions. Ces pays sont notamment : le Canada, la Colombie, le Mexique, le Nigéria, la Norvège, les États-Unis et l'Union européenne. Comme précédemment indiqué, les entités infranationales ont également élaboré des réglementations sur le méthane dans certains pays, comme l'Alberta au Canada, et la Californie, le Colorado et le Nouveau-Mexique aux États-Unis. Ces exemples peuvent aussi servir de point de départ pour comprendre quelles solutions sont susceptibles d'être efficaces.

Les dernières réglementations sur le méthane se concentrent sur les approches normatives ou informatives. Les mécanismes réglementaires existants comprennent habituellement (1) des exigences en matière de LDAR ; (2) des restrictions relatives au torchage et à la mise à l'atmosphère du gaz ; et (3) des normes encadrant des équipements et procédés spécifiques. Ceux-ci sont abordés plus en détail dans les chapitres suivants. Leur efficacité et celle des autres mécanismes réglementaires reposent sur un inventaire évolutif des émissions de méthane (et de GES) qui s'appuie sur un programme de surveillance, de déclaration et de vérification (MRV). Les chapitres sur les inventaires et le programme de MRV suivent la discussion sur les trois mécanismes réglementaires.

4. Sources d'émissions de méthane par secteur du marché pétrolier

Les trois secteurs de la chaîne de valeur du méthane possèdent leurs propres équipements, composants et procédés. Les mesures de réduction spécifiques et leurs coûts peuvent donc varier significativement. Par exemple, le torchage est généralement associé aux activités de production amont et est beaucoup plus rare dans les secteurs intermédiaire et aval. Voilà pourquoi, la composition particulière de l'industrie d'un pays peut influencer sur les priorités à fixer parmi les différentes solutions d'atténuation.



Étude de cas : aménagement des réseaux de distribution de gaz (Bangladesh)

Au Bangladesh, les secteurs intermédiaire et aval sont prioritaires. Le pays modernise actuellement son réseau de distribution de gaz. De nombreuses fuites de méthane ont été repérées dans les conduites vétustes posées il y a plusieurs dizaines d'années.

Le gaz naturel a été découvert en 1962 et la Titas Gas Transmission and Distribution Company (TGTDC) a été fondée deux ans après. Cette dernière a alors entamé la construction du réseau de distribution de gaz. De nos jours, c'est toujours la plus grosse société de distribution de gaz qui fournit plus de 50 % du gaz naturel total utilisé par les consommateurs.

Les fuites de gaz naturel dans le réseau de distribution sont devenues une préoccupation majeure quand le Bangladesh a commencé à importer du GNL fin 2018 pour répondre à la demande croissante en énergie. Le GNL est cher, donc les fuites de GNL dans le réseau de conduites de gaz l'étaient également. TGTDC a donc décidé de moderniser le réseau en priorité pour améliorer son efficacité énergétique et pour réduire ses coûts.



La société a depuis élaboré un projet pour remplacer ou moderniser son réseau de gaz dans les zones de Dacca et de Narayanganj city corporation. Les services du réseau de TGTDCL desservent environ 2,8 millions de consommateurs résidentiels.

TGTDCL a lancé une étude de faisabilité pour quelque 2 750 kilomètres de conduites à construire ou remplacer, et 18 dépôts de gaz naturel à modifier. Il est important de noter que le projet inclura une cartographie par des systèmes d'information géographique (SIG), un système de contrôle et d'acquisition de données (SCADA) et des systèmes d'identification des défauts dans le réseau modernisé. Enfin, TGTDCL soumettra ce réseau modernisé au système d'automatisation du secteur de l'énergie.

Pour le Bangladesh, le secteur aval constitue donc une priorité. Et, même si TGTDCL réalise la modernisation de son réseau de gaz pour en améliorer l'efficacité opérationnelle et se protéger financièrement, la réduction des fuites participe à la réalisation des objectifs climatiques, à la conservation des ressources et à l'amélioration de l'environnement local et de la sécurité publique.

Les tableaux ci-dessous indiquent les principales sources d'émissions de méthane des secteurs amont, intermédiaire et aval. Ils décrivent des sources d'émissions connues, les principales solutions de réduction pour les traiter et les éventuels inconvénients.³³

Amont

Le secteur amont comprend les puits de gaz et de pétrole (à terre et en mer), les installations de séparation de l'huile et

de traitement du gaz, ainsi que le réseau de collecte qui relie ces installations par des conduites d'amenée sur de courtes distances.

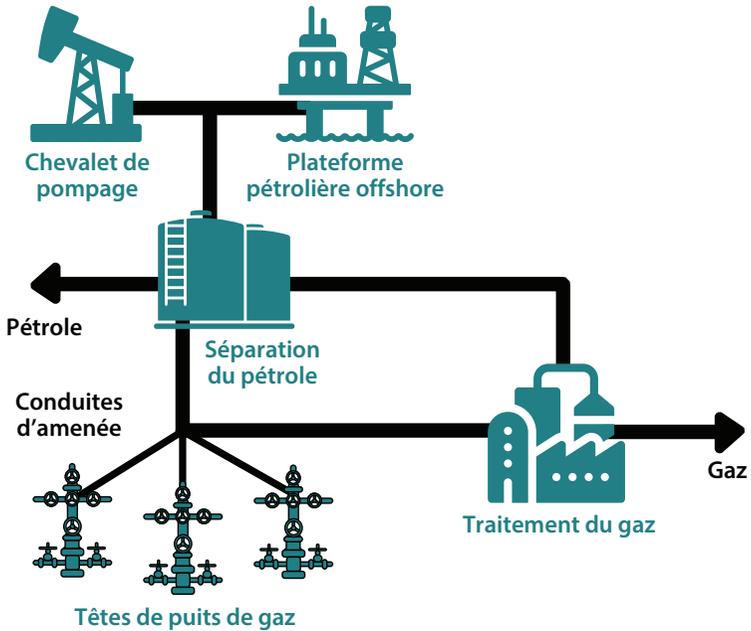


Figure 4.1 : Illustration des infrastructures pétrolières et gazières du secteur amont.

Tableau 4.1 : Sélection de sources/possibilités de réduction des émissions de méthane dans l'amont pétrolier.

Pompes et régulateurs pneumatiques. Des appareils qui utilisent le gaz naturel sous pression pour des actions de contrôle des procédés ou pour pomper des fluides en l'absence d'électricité.

| Possibilité de réduction | Description | Remarques |
|--|---|---|
| Réparer ou remplacer les appareils à haut débit de purge. ³⁴ | Remplacer certains types de régulateurs à fortes émissions par des solutions qui relâchent moins de gaz naturel dans l'atmosphère. | Aucune identifiée. |
| Inspection des régulateurs à débit de purge intermittent. ³⁵ | S'assurer que les régulateurs à débit de purge intermittent ne dégagent pas de gaz en dehors des périodes où ils sont volontairement activés. | Nécessite l'existence d'un programme LDAR pour traiter les émissions fugitives. |
| Remplacement par de l'air comprimé (peut remplacer tous les régulateurs à débit de purge élevé, intermittent ou faible, ainsi que les pompes). ³⁶ | Remplacer le gaz naturel sous pression par de l'air comprimé. | Nécessite l'accès à un générateur électrique sur site qui peut être alimenté par de l'énergie solaire sur site. |

Déchargement manuel de liquide. Dévier temporairement la production du puits vers un endroit où la pression est moins élevée afin de retirer l'eau accumulée.

| Possibilité de réduction | Description | Remarques |
|---|--|--------------------|
| Personnel sur site lors de l'opération de déchargement. ³⁷ | L'exploitant reste sur site jusqu'à ce que le déchargement soit terminé et le puits remis en production. | Aucune identifiée. |

Bacs de stockage d'hydrocarbures. Les émissions de gaz associées à une chute de pression et à des activités de déplacement de liquides dans les bacs de stockage.³⁸

| Possibilité de réduction | Description | Remarques |
|--|---|---|
| Diriger le gaz vers un dispositif de régulation, comme une torche. | Brûler le gaz au lieu de le relâcher dans l'atmosphère. | Choisir des situations où l'ajout de gaz serait nécessaire pour la combustion des vapeurs. |
| Diriger le gaz vers un système de récupération de vapeur. | Capter le gaz pour le vendre ou pour l'utiliser sur site. | La conception de certains bacs est incompatible avec les systèmes de récupération de vapeur. Elle est inadaptée pour gérer les émissions. |

Garnitures lubrifiées des compresseurs centrifuges. Le méthane est entraîné dans les garnitures à film d'huile (lubrifiées) qui doivent être vidangées pour conserver la fonction du compresseur.

| Possibilité de réduction | Description | Remarques |
|---|---|---|
| Dévier le gaz. | Capter le gaz par récupération de vapeur ou le dévier vers l'aspiration du compresseur. | Remplacer par un système d'étanchéité à garniture sèche à plus faibles émissions. |
| Remplacer par un système d'étanchéité à garniture sèche à plus faibles émissions. | Remplacer ou concevoir l'étanchéité avec une technologie à plus faibles émissions. | Certains modèles anciens de compresseurs ne peuvent pas être convertis. |

Secteur intermédiaire

Le secteur intermédiaire comprend les infrastructures de transport, comme les oléoducs, les gazoducs et les compresseurs associés, les tankers et installations de gaz naturel liquéfié, ainsi que les installations de stockage.

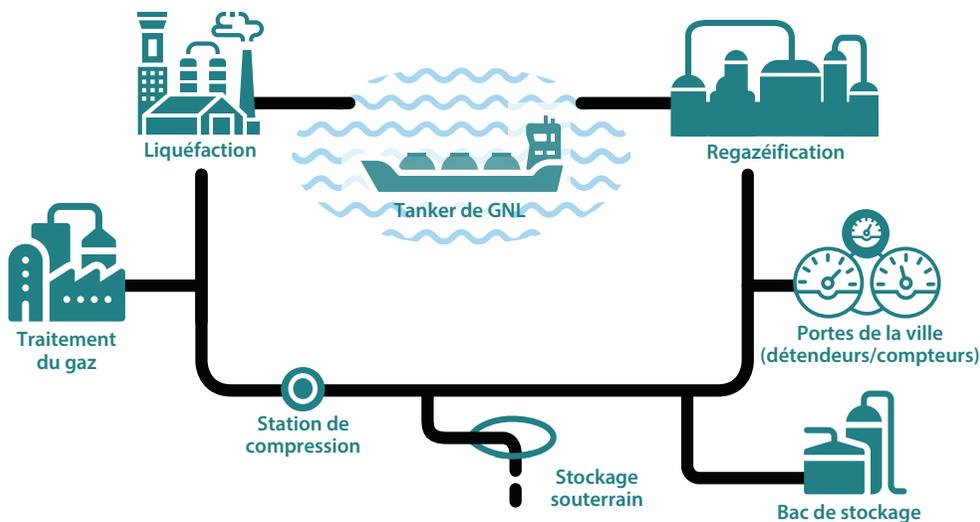


Figure 4.2: Illustration des infrastructures pétrolières et gazières du secteur intermédiaire.

Tableau 4.2 : Sélection de sources/possibilités de réduction des émissions de méthane dans le secteur intermédiaire du pétrole et du gaz.

Appareils pneumatiques. Des appareils qui utilisent le gaz sous pression pour des actions de contrôle des procédés ou pour pomper des fluides en l'absence d'électricité.

| Possibilité de réduction | Description | Remarques |
|--|--|---|
| Réparer ou remplacer les appareils à haut débit de purge. ³⁹ | Remplacer des régulateurs à fortes émissions par ceux qui relâchent moins de gaz dans l'atmosphère. | Aucune identifiée. |
| Inspection des régulateurs à débit de purge intermittent. ⁴⁰ | S'assurer que les régulateurs de ventilation intermittente ne dégagent pas de gaz en dehors des périodes où ils sont volontairement activés. | Nécessite l'existence d'un programme LDAR pour traiter les émissions fugitives. |
| Remplacement par de l'air comprimé (peut remplacer tous les régulateurs à débit de purge élevé, intermittent ou faible, ainsi que les pompes). ⁴¹ | Remplacer le gaz sous pression par de l'air comprimé. | Nécessite l'accès à un générateur électrique sur site qui peut être alimenté par de l'énergie solaire sur site. |

Bacs de stockage d'hydrocarbures. Les émissions de gaz associées à une chute de pression et à des activités de déplacement de liquides dans les bacs de stockage.⁴²

| Possibilité de réduction | Description | Remarques |
|--|---|---|
| Diriger le gaz vers un dispositif de régulation, comme une torche. | Brûler le gaz au lieu de le relâcher dans l'atmosphère. | Choisir des situations où l'ajout de gaz serait nécessaire pour la combustion des vapeurs. |
| Diriger le gaz vers un système de récupération de vapeur. | Capter le gaz pour le vendre ou pour l'utiliser sur site. | La conception de certains modèles anciens de bacs est incompatible avec les systèmes de récupération de vapeur. |

Garnitures lubrifiées des compresseurs centrifuges. Le méthane est entraîné dans les garnitures à film d'huile (lubrifiées) qui doivent être vidangées pour conserver la fonction du compresseur.

| Possibilité de réduction | Description | Remarques |
|---|---|---|
| Dévier le gaz. | Capter le gaz par récupération de vapeur ou le dévier vers l'aspiration du compresseur. | Des études de conception de l'ingénierie sont nécessaires pour assurer un fonctionnement sûr. |
| Remplacer par un système d'étanchéité à garniture sèche à plus faibles émissions. | Remplacer ou concevoir l'étanchéité avec une technologie à plus faibles émissions. | Certains modèles anciens de compresseurs ne peuvent pas être convertis. ⁴³ |

Compresseurs alternatifs – évent de la garniture de tige de piston. Les émissions de la garniture de tige de piston ne se produisent généralement pas autour des anneaux, mais à travers le joint d'étanchéité de nez autour du carter, entre les

couppelles, et entre les anneaux et la tige. Quand les anneaux s'usent, ou si l'ajustement entre les anneaux de la garniture et la tige est trop lâche, davantage de gaz peut s'échapper.

| Possibilité de réduction | Description | Remarques |
|--|--|--|
| Remplacer la garniture de tige de piston au bout d'une période de temps ou d'un nombre d'heures de fonctionnement prédéfini. | Remplacer la garniture de tige de piston d'un compresseur alternatif au bout de 26 000 heures d'utilisation ou tous les 36 mois. | Planifier les périodes d'inactivité permet de garantir que la station répond aux exigences de fiabilité et de demande, en particulier quand elle est reliée à une infrastructure critique ou d'utilité publique. |
| Capter, brûler à la torche ou contrôler la mise à l'atmosphère du gaz. | Diriger l'évent de la garniture vers le système de captage pour utiliser le gaz ou vers la torche pour obtenir une réduction d'au moins 95 % des émissions de méthane. | Planifier les périodes d'inactivité, comme décrit ci-dessus, les contraintes d'espace potentielles et les perturbations possibles avec des systèmes associés. |
| Surveillance en fonction de l'état. | Utiliser une surveillance en continu ou des données de test pour suivre les émissions et mettre au point un programme de maintenance prédictive. | Coûts de mise en production, configuration initiale des détecteurs et du logiciel associé, et courbe d'apprentissage avec un nouveau système. |

Purges de conduites d'acheminement entre les stations de compression. Les purges sont les rejets de gaz d'une conduite qui provoquent une baisse de la pression du système ou une dépressurisation complète. Elles sont habituellement nécessaires pour les opérations de maintenance.

| Possibilité de réduction | Description | Remarques |
|---|---|---|
| Capter le gaz mis à l'atmosphère. ⁴⁴ | Acheminer le gaz vers un compresseur ou un système de captage pour l'utiliser, l'envoyer à la torche ou tirer parti des conduites connectées existantes entre les systèmes sous haute et basse pressions. ⁴⁵ | Une planification et une coordination intégrales avec l'autorité de contrôle du gaz pour minimiser les arrêts. Certaines possibilités d'acheminement peuvent être indisponibles pour des raisons de sécurité. Le piquage sur conduite en charge ajoute de nouvelles infrastructures, ce qui augmente le nombre de zones à entretenir et de fuites potentielles. |

Station de compression, compteur d'acheminement et stations de régulation, ou installations de surface. Gaz mis à l'atmosphère et fuitifs associés aux installations de surface.

| Possibilité de réduction | Description | Remarques |
|--|---|---|
| LDAR périodique ; révision de la conception des systèmes de purge à l'atmosphère ou de purge d'urgence pour simuler ou dévier le gaz dans le réseau lors d'un test ; installation d'une surveillance en continu. | Exécuter des programmes d'inspection et de maintenance de routine ou des programmes LDAR à intervalles réguliers, instaurer une surveillance en continu au niveau des compresseurs et intégrer la capacité de ne pas rejeter le gaz dans l'atmosphère lors des essais de sécurité des systèmes de purge d'urgence. | Revoir la conception des systèmes de purge d'urgence peut s'avérer très coûteux et perturber d'autres opérations. Les systèmes de surveillance en continu sont économiques si le risque d'événements libérant de fortes émissions est faible. Intégrer de nouvelles infrastructures suppose des coûts initiaux et d'entretien en continu. |

Moteurs et autres appareils à combustion sur site (p. ex. les torches). Une combustion incomplète laisse le méthane de s'échapper dans l'atmosphère avec le gaz de combustion.

| Possibilité de réduction | Description | Remarques |
|---|--|---|
| Programmes de maintenance et de réglage périodiques ; surveillance des procédés et systèmes d'optimisation des contrôles. | Des programmes de maintenance périodique pour s'assurer que le moteur ou l'appareil à combustion fonctionne conformément à l'usage prévu et à son cahier des charges. Installer des systèmes de surveillance et de contrôle pour une efficacité optimale de la combustion. | De nouvelles compétences pour apprendre comment régler et entretenir les équipements pour une efficacité optimale de la combustion ou apprendre à utiliser de nouveaux systèmes de contrôle et de surveillance des procédés. |

Conduites. Les conduites d'acheminement peuvent fuir en raison de défauts d'intégrité dûs à la corrosion et des dommages accidentels provoqués par des épisodes météorologiques exceptionnels (p. ex. des glissements de terrain) ou des tiers (fouilles).

| Possibilité de réduction | Description | Remarques |
|---|--|--|
| Programme d'intégrité des conduites. Programmes LDAR. Système de surveillance en continu. | Programmes d'intégrité des conduites avec inspection interne et externe. Campagnes LDAR périodiques (aériennes et à pied). Installer une surveillance en continu le long du tracé des conduites. | Les programmes d'intégrité nécessitent rigueur et expertise pour l'évaluation et la neutralisation des menaces identifiées avec les bons outils de gestion des données. De nouvelles formations et compétences peuvent être nécessaires. |

Aval

Le secteur aval du gaz comprend les réseaux primaires de distribution conçus pour desservir les consommateurs finaux, qu'ils soient résidentiels, commerciaux ou industriels.

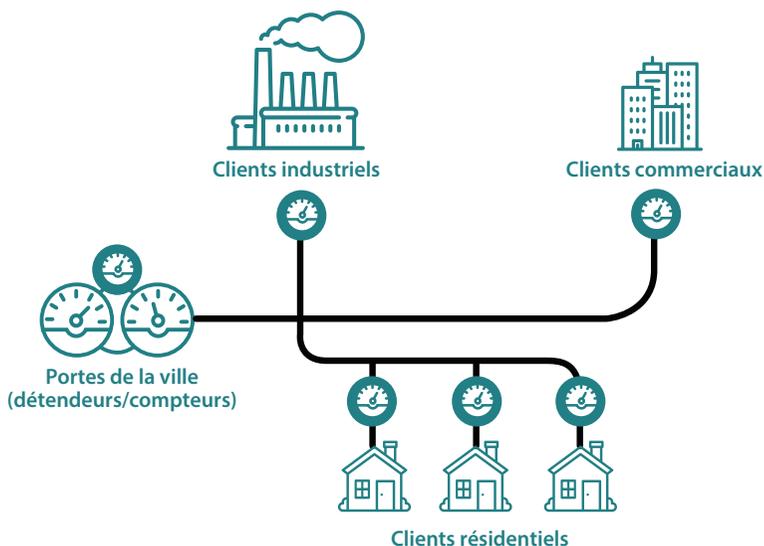


Figure 4.3 : Illustration de l'infrastructure gazière du secteur aval.

Conduites (réseaux et services). Les conduites de distribution peuvent fuir en raison de défauts d'intégrité (habituellement causés par la corrosion de l'acier des joints pour la fonte et de fissures dans les matériaux plastique non conformes aux normes les plus récentes) ou de dommages accidentels causés par les fouilles de tiers.

Tableau 4.3 : Sélection de sources/possibilités de réduction des émissions de méthane dans le secteur aval du gaz.

| Possibilité de réduction | Description | Remarques |
|---------------------------------------|--|--|
| Programmes d'intégrité des conduites. | <p>Des programmes de gestion de l'intégrité du réseau de distribution pour identifier les risques et surveiller les performances en continu.</p> <p>Réaliser des campagnes de contrôle aérien et mobile, et utiliser des technologies de surveillance en continu par détection localisée.</p> <p>Réparer en priorité les plus grosses fuites.</p> <p>Accélérer le remplacement des réseaux de canalisations propices aux fuites.</p> | <p>Réhabiliter et remplacer les conduites peut prendre des années et nécessiter un capital de départ important.</p> <p>Prouver les réductions réalisées nécessitera d'utiliser des alternatives aux méthodes traditionnelles s'appuyant sur les facteurs d'émission : de nouvelles méthodes pour lier les émissions aux fuites détectées et à leur durée avant réparation.</p> <p>Développer le recours aux solutions économiques ou aux courbes du coût marginal de réduction est indispensable pour s'assurer qu'une LDAR améliorée peut être envisagée en priorité pour un effet maximal.</p> |

| Possibilité de réduction | Description | Remarques |
|---|---|---|
| Programmes de LDAR améliorée. | <p>Les programmes de LDAR améliorée multiplient les campagnes dans les zones affichant de mauvaises performances.</p> <p>Utiliser une analyse par arbre décisionnel pour trouver les plus grosses fuites.</p> | <p>Les coûts d'exploitation et en capital.</p> <p>Développer le recours aux solutions économiques ou aux courbes du coût marginal de réduction est indispensable pour s'assurer qu'une LDAR améliorée peut être considérée en priorité pour un effet maximal.</p> |
| Programmes de prévention des dommages (p. ex. « Call Before You Dig 811 »). | <p>Ces programmes réduisent le risque de rupture de conduite lors d'activités de fouilles en maintenant un système facilement accessible pour informer les promoteurs sur l'emplacement des conduites avant de creuser.</p> | <p>Il peut être difficile d'obtenir les données SIG de l'emplacement des conduites.</p> <p>Nécessité de créer une base de données informative.</p> <p>Temps et coût de création du programme d'information du public.</p> |

Compteurs des clients. Les émissions fugitives des éléments présentant des fuites (p. ex. défaut de serrage) ou issues de la purge des détenteurs. Les compteurs commerciaux/industriels peuvent posséder des dispositifs pneumatiques et un potentiel d'émission supérieur, car ils fonctionnent à des pressions plus élevées que les compteurs résidentiels.

| Possibilité de réduction | Description | Remarques |
|--|---|---|
| Meilleure détection des fuites et réparations plus rapides. | <p>Améliorer la détection de fuites à l'aide de campagnes aériennes et mobiles, et installer une détection localisée là où l'analyse des données peut servir à trouver les fuites.</p> <p>Accélérer ou placer en priorité les réparations des fuites des réseaux sous plus haute pression (en l'absence de problème de sécurité).</p> | <p>Contraintes de financement et de main d'œuvre.</p> <p>Comme pour les conduites, il est nécessaire de passer des méthodes traditionnelles de facteurs d'émission à des méthodes de facteurs de points de fuite pour prouver les réductions des émissions et créer des profils d'émission plus précis.</p> |
| Installation de réseaux de mesure modernes. | Des réseaux de mesure modernes peuvent utiliser l'analyse des données chez les clients pour trouver des fuites en repérant les anomalies dans les débits horaires consommés. | <p>Les coûts d'exploitation et en capital.</p> <p>Coûts de formation et intégration dans l'infrastructure informatique.</p> |
| Revoir la conception des compteurs pour réduire les points de fuite. | Revoir la conception des compteurs peut inclure le remplacement des compteurs résidentiels à déplacement positif par des compteurs à ultrasons, ou l'élimination de points de fuite là où c'est possible. | Les coûts d'exploitation et en capital. |

5. Détection et réparation des fuites (LDAR)

Éléments à retenir

- Les programmes de détection et réparation des fuites (LDAR) sont conçus pour identifier les émissions fugitives des équipements et y remédier.
- Les exigences relatives aux LDAR peuvent être appliquées sans disposer de beaucoup de données ou de mesures particulières sur le volume d'émissions fugitives.
- Les caractéristiques importantes pour concevoir les réglementations LDAR incluent :
 - les installations à inspecter ;
 - les technologies à utiliser et les seuils de détection à fixer ;
 - la fréquence des inspections.
 - les exigences de réparation, y compris les délais ;
 - l'obligation de déclaration, de tenue de registres et de certification.
- La réglementation LDAR fédérale du Canada est commentée en tant qu'illustration de ces caractéristiques de conception.

Les émissions fugitives, ou fuites, sont des pertes involontaires de méthane. Les fuites se produisent habituellement sur plusieurs points de raccordement, comme les vannes, tout au long de la chaîne de valeur. Les émissions d'une seule fuite peuvent ne pas être très importantes, mais prises collectivement, les émissions fugitives de méthane constituent l'une des plus grosses sources d'émissions du secteur pétrolier.

Les programmes LDAR comprennent des études périodiques sur site, réalisées par du personnel compétent. Quand des fuites sont détectées, l'exploitant a l'obligation de les corriger dans une période définie. En outre, les exploitants ont généralement l'obligation de documenter le processus LDAR et de transmettre régulièrement des rapports au gouvernement.

Les programmes LDAR ne nécessitent pas de disposer de données préalables solides sur les émissions de méthane pour

fonctionner. Les exploitants peuvent commencer à mener des campagnes de détection des fuites et à les corriger, ce qui permet de faire baisser les émissions de méthane avant même d'avoir collecté des données complètes sur le sujet. Les données compilées par les exploitants lors des programmes LDAR, comme le type de fuites ou leur fréquence, peuvent toutefois constituer des informations précieuses pour éclairer les actions futures.

Caractéristiques de la réglementation LDAR

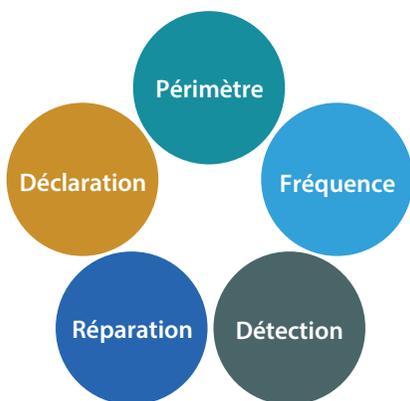


Figure 5.1 : Caractéristiques de la réglementation LDAR.

Plusieurs critères de conception, ci-après, déterminent l'efficacité des programmes LDAR.

Installations concernées par l'inspection. Les exigences relatives aux LDAR peuvent spécifier quelles installations doivent être inspectées. Les exclusions peuvent se faire en fonction de la taille, du flux de production ou d'autres caractéristiques de l'installation. Par exemple, les petites installations peuvent être

exclues ou répondre à des exigences différentes. La fréquence des études peut être inférieure pour les installations très isolées. Les programmes LDAR peuvent comprendre des exceptions pour les éléments désignés comme présentant un risque pour la surveillance.

Les fuites peuvent se produire sur tous les types d'installations, petites ou grandes. Un programme se concentrant sur un sous-ensemble de sources d'émissions peut traiter moins de fuites, mais être plus rentable. Si une réglementation n'encadre qu'un sous-ensemble de sources d'émissions, il sera essentiel de se concentrer sur les sources les plus susceptibles de fuir.

Technologie de détection et seuil de détection. Les réglementations LDAR peuvent imposer des méthodes ou technologies spécifiques pour réaliser l'étude des sources. Elles incluent, sans s'y limiter, les inspections audio, visuelles et olfactives (AVO), divers instruments de surveillance portables, comme des renifleurs pour la méthode 21 de l'EPA ou des caméras d'imagerie optique des gaz (OGI). Pour les instruments et les caméras OGI, les réglementations peuvent spécifier les exigences opérationnelles et d'étalonnage de l'appareil. Celles-ci peuvent inclure un seuil de détection spécifique pour la taille de la fuite que l'instrument pourra détecter. Les réglementations LDAR n'exigeront toutefois pas obligatoirement de quantifier chaque fuite dès lors que celles-ci dépassent le seuil de détection.

Les inspections AVO ne coûtent pas cher, car elles sont réalisées avec d'autres obligations de routine sur les installations et ne nécessitent pas d'équipements particuliers. Leur efficacité pour détecter des fuites est cependant meilleure sur les sites possédant des équipements simples (comme des têtes de puits) et des niveaux de bruit faibles. Les caméras OGI, qui nécessitent une formation spéciale pour être utilisées, sont plus efficaces pour détecter les fuites.

Une discussion est en cours sur la manière de s'assurer que les réglementations LDAR encouragent l'innovation et le développement de technologies de pointe, comme les études

aériennes réalisées à partir d'avions, de drones ou de satellites, et une surveillance en continu. Certaines régions ont créé des procédures pour les exploitants qui souhaitent demander à utiliser une approche alternative en démontrant que celle-ci peut obtenir, a minima, le même niveau de réduction des émissions que les technologies de détection mentionnées dans la réglementation. D'autres solutions potentielles incluent l'élaboration d'un cadre commun permettant d'évaluer l'équivalence de technologies de surveillance émergentes pour identifier des réductions d'émissions.

Étant donné le nombre de solutions de détection différentes et le fait que la technologie évolue rapidement, certains régulateurs ont choisi d'intégrer les approches d'autres régions dans leurs réglementations. Par exemple, de nombreuses régions se réfèrent déjà à la norme sur la détection par instruments de l'Agence de protection de l'environnement des États-Unis (EPA) : la méthode 21. Pour en savoir plus sur ces technologies, consultez le *Chapitre 8 : Inventaires* et le *Chapitre 9 : Surveillance*.

Fréquence des inspections. La fréquence des inspections (annuelle, trimestrielle...) a une incidence sur le potentiel de réduction des émissions d'un programme LDAR. Des contrôles plus fréquents permettent une détection et une réparation plus rapides des fuites, mais coûtent plus cher. Les contrôles supplémentaires peuvent atteindre le point où leurs avantages diminuent. Le standard de certification des émissions de méthane de MiQ donne des indications sur les mesures et la fréquence des études.⁴⁶

Exigences de réparation. Les réglementations LDAR peuvent imposer aux entreprises de réparer n'importe quelle fuite détectée lors des contrôles périodiques. Elles peuvent également imposer un délai spécifique pour ces réparations, comme une période de 30 jours. Une période plus longue peut être nécessaire pour des réparations complexes. Un délai de réparation plus court garantit que les fuites sont réparées plus rapidement, mais peut avoir des conséquences opérationnelles pour les installations. Certaines réglementations précisent que si une

réparation peut être réalisée sans mettre l'installation à l'arrêt, il convient de l'effectuer dans un délai court tel que 30 jours, mais elles autorisent un délai plus long pour les réparations qui nécessitent un arrêt complet.

Déclaration, certification et réalisation d'audits. Les réglementations LDAR peuvent exiger que les entreprises conservent des registres de leurs contrôles de détection de fuites, des fuites détectées et des mesures de réparation mises en œuvre. Ces registres peuvent être tenus en utilisant des modèles spécifiques ou un outil de déclaration en ligne. Ils peuvent comprendre :

- la date du contrôle ;
- le type d'instrument de détection ;
- des informations sur la source contrôlée (lieu, type d'installation) ;
- des informations sur les fuites détectées (type de composant, type de service...) ;
- les mesures prises pour les réparations, avec les dates ;
- le résultat des réparations, y compris les contrôles de suivi.

Certaines réglementations imposent que les rapports LDAR soient certifiés ou audités par un tiers. Cette pratique peut aider les régulateurs à s'assurer que les rapports sont complets et exacts, les contraintes administratives supplémentaires étant du ressort des exploitants.

Exemple : exigence LDAR fédérale du Canada

En 2018, le gouvernement fédéral canadien a adopté une exigence LDAR nationale qui inclut un grand nombre des caractéristiques mentionnées ci-dessus.⁴⁷

Installations concernées par l'inspection. Le règlement canadien ne s'applique qu'aux grosses installations. Il régit d'une manière générale toutes les installations pétrolières et gazières du secteur amont, y compris les zones des puits et les stations de compression, qui produisent ou gèrent plus de 60 000 m³ de gaz naturel par an.⁴⁸ L'article 28 (1) du règlement exclut aussi explicitement certains équipements de l'exigence LDAR :

Article 28 (1) Les articles 29 à 36 ne s'appliquent pas à l'égard :

- a) *d'un composant d'équipement utilisé sur une tête de puits à un site où aucune autre tête de puits ou aucun autre équipement ne se trouve exception faite des conduites de collecte ou du compteur connectés à cette tête de puits ;*
- b) *d'une paire de vannes d'isolement installée sur un pipeline de transport si aucun autre équipement ne se trouve sur la partie du pipeline qui peut être isolée par la fermeture des vannes ;*
- c) *d'un composant d'équipement utilisé dans une installation de pétrole et de gaz en amont si son inspection pourrait causer un grave danger pour la santé ou la sécurité des personnes.*

En spécifiant les installations, équipements ou circonstances exemptés, le règlement canadien concentre les inspections sur les sources de fuites les plus importantes pour obtenir des réductions d'émissions significatives. Par exemple, comme les fuites se produisent souvent sur les composants ou les équipements d'une installation, les sites qui ne présentent qu'une tête de puits avec quelques composants et aucun autre équipement (p. ex. bacs de stockage, compresseurs...) sont exemptés en raison d'un risque de fuite plus faible. De même, les vannes d'isolement sur les pipelines de transport sont exemptées, au point B car le potentiel d'émission de ces composants, dans ces installations, est faible. La troisième exemption, au point C prévoit les cas où l'inspection pourrait présenter un risque pour la santé ou la sécurité des personnes, en offrant moins de clarté sur l'endroit où elle s'appliquerait. Les exemptions peuvent alléger les contraintes auxquelles sont

soumis les exploitants, mais comportent le risque de passer à côté d'émissions importantes de méthane et alourdissent, de ce fait, la tâche des régulateurs lors de l'examen des demandes d'exemption.

Technologie de détection et seuil de détection. Le Canada impose des inspections avec des instruments. Il précise deux instruments pouvant être utilisés : (1) des instruments de surveillance portatifs qui répondent à certaines spécifications opérationnelles et d'étalonnage, et (2) des instruments d'imagerie optique des gaz (OGI) capables de répondre à des exigences de détection particulières. L'article 30 (2) indique qu'un instrument de surveillance portatif doit être conforme avec la méthode 21 de l'EPA en matière de spécifications, d'application et d'étalonnage. Pour les caméras d'imagerie optique des gaz, le règlement fixe un seuil de concentration « d'au plus 500 ppmv et [à] un débit supérieur ou égal à 60 g/h, s'échappant d'un orifice de 0,635 cm de diamètre ». Il intègre également des exigences concernant la distance d'observation.⁴⁹

Imposer l'utilisation de ces instruments peut nécessiter des besoins de formation et des coûts d'équipement, mais permet de détecter des fuites que les méthodes AVO pourraient manquer. En faisant référence aux spécifications existantes d'autres régulateurs, la règle canadienne s'affranchit du besoin de créer une norme technique détaillée, tout en assurant une cohérence pour les exploitants qui doivent respecter les mêmes spécifications dans leurs régions.

Le règlement canadien permet aux exploitants de mettre en place un programme alternatif de détection des fuites et de réparation dans la mesure où celui-ci « résulte au plus en la même quantité d'émissions fugitives que celle qui résulterait d'un programme réglementaire » conforme au règlement canadien.⁵⁰ Le règlement indique également qu'un tel programme alternatif doit comporter les éléments suivants :

a) les inspections pour la détection des fuites ;

b) l'utilisation, l'entretien et l'étalonnage de l'instrument de détection des fuites, le cas échéant ;

c) la réparation des fuites détectées.⁵¹

Cette flexibilité permet à un exploitant d'utiliser un instrument qui n'est pas directement inscrit dans la réglementation ou de réaliser des inspections à des fréquences différentes. Utiliser un programme alternatif déplace sur l'exploitant la responsabilité de démontrer l'efficacité du programme à l'aide de justificatifs devant être soumis au régulateur.

La fréquence des inspections. Le règlement canadien spécifie le délai de réalisation de l'inspection initiale et des suivantes :

Article 30 (3) L'inspection doit être effectuée :

a) pour la première fois, au plus tard, soit le 1^{er} mai 2020, soit si elle est postérieure, à la date qui tombe soixante jours après le démarrage de la production ;

b) par la suite, au moins trois fois par année et à au moins soixante jours d'intervalle.

Par exemple, une nouvelle installation devra réaliser une inspection dans les 60 jours suivant son premier jour de production, puis au moins trois fois par an, sur chaque installation, avec une période d'au moins 60 jours entre deux inspections. Cette fréquence permet aux exploitants de déterminer le meilleur calendrier d'inspection sur plusieurs installations, dans les limites fixées par le règlement.

Exigences de réparation. Le règlement canadien impose la réparation des fuites détectées. Le délai pour réaliser ces réparations varie en fonction de la difficulté de l'intervention. Quand une réparation peut être réalisée alors que le composant est en fonctionnement, l'exploitant doit l'effectuer sous 30 jours :

Article 32 (1) La fuite d'un composant d'équipement détectée au cours d'une inspection ou d'une autre façon doit être réparée :

a) dans les trente jours suivant la date de sa détection, si la fuite peut être réparée pendant que le composant d'équipement est en fonctionnement.

Toutefois, si une réparation nécessite un arrêt, elle sera réalisée lors de l'arrêt programmé suivant ;

Article 32 (1) (suite)

b) au plus tard avant la fin du prochain arrêt programmé, à moins que ce délai ne soit prolongé en vertu de l'article 33, dans tout autre cas.

Le règlement précise également que le délai pour réaliser le prochain arrêt programmé dépend de la taille relative de la fuite par rapport aux émissions qui seraient dégagées lors de l'intervention pour réparer :

2) Le prochain arrêt doit être fixé au plus tard à la date à laquelle le volume de gaz d'hydrocarbures qui serait émis, exprimé en m³ normalisés, calculé à partir de la date de détection de la fuite, si le composant d'équipement qui fuit et tous les autres composants d'équipements qui fuient depuis cette date n'étaient pas réparés, est égal au volume de gaz d'hydrocarbures qui serait émis, exprimé en m³ normalisés, en conséquence de gaz d'hydrocarbures qui doivent être purgés de composants d'équipement pour effectuer la réparation.

En d'autres termes, comme arrêter et réparer les composants peut nécessiter de ventiler le gaz présent à l'intérieur du composant, la réparation doit être planifiée avant que les émissions cumulées de la fuite ne dépassent celles qui seraient dégagées lors de l'arrêt.⁵² Cette approche offre une certaine flexibilité aux entreprises dans la planification des réparations, tout en fixant des limites pour s'assurer que la fuite ne perdure pas.

Déclaration, certification et réalisation d'audits. Le règlement canadien impose aux exploitants de créer et de tenir à jour des registres et leurs justificatifs, notamment :

- chaque étalonnage des instruments d'inspection ;
- les dates des inspections ;
- le type d'équipement et son emplacement, avec ses coordonnées GPS ;

- le type d'instrument utilisé ;
- en cas d'utilisation de l'imagerie optique des gaz (OGI), les images enregistrées avec l'heure et les données nécessaires incrustées ;
- les fuites qui ont été détectées et la documentation relative aux mesures prises pour les réparer.⁵³

Le Canada impose la création de ces registres dans les 30 jours suivant la mise à disposition de l'information et qu'ils soient conservés pendant cinq ans.⁵⁴ Le règlement impose de fournir ces registres sous 60 jours à compter de la demande.⁵⁵ Cette approche allège la charge administrative du régulateur consistant à recevoir et contrôler les registres, tout en offrant un mécanisme qui permet aux représentants gouvernementaux d'obtenir des informations à soumettre à examen si nécessaire. Un exploitant qui ne respecte pas les exigences de déclaration ou d'autres dispositions de ce règlement est passible de sanctions financières.

Pour en savoir plus sur les mécanismes de conformité, consultez le *Chapitre 10 : Garantir la conformité*.

6. Torchage et mise à l'atmosphère du gaz

Éléments à retenir

- Une des premières solutions dont disposent les régulateurs pour réduire les émissions de méthane dans le secteur pétrolier consiste à encadrer le torchage et la mise à l'atmosphère du gaz naturel.
- Les technologies de réduction ou d'élimination du torchage et de la mise à l'atmosphère de routine sont bien connues et peuvent être déployées avec les infrastructures adaptées.
- Plusieurs pays ont adopté des réglementations pour réduire les pratiques de torchage et de rejet dans l'atmosphère. Ces réglementations incluent généralement plusieurs caractéristiques clés que ce chapitre va explorer plus en détail.
- La Colombie et le Kazakhstan ont récemment adopté de nouvelles réglementations pour réduire le torchage et la mise à l'atmosphère du gaz. Ce chapitre explore le texte de leurs réglementations en tant que sources d'informations dont pourront s'inspirer d'autres régulateurs pour rédiger leurs réglementations en la matière.

Le **torchage** consiste à brûler le gaz naturel de manière contrôlée pour des raisons opérationnelles, de sécurité ou économiques. La **mise à l'atmosphère** désigne le rejet volontaire de gaz naturel dans l'atmosphère. Du point de vue des émissions de gaz à effet de serre, le torchage est préférable à la mise à l'atmosphère, car il brûle le méthane, le transformant ainsi en dioxyde de carbone, au lieu de rejeter directement du méthane (gaz avec un potentiel de réchauffement global supérieur) dans l'atmosphère.

Ce chapitre se concentre sur les situations où le gaz naturel est torché ou volontairement mis à l'atmosphère pour des raisons opérationnelles, de sécurité ou économiques. Il est à noter que la mise à l'atmosphère dans le cadre du fonctionnement normal des équipements, d'autres procédés ou de leur maintenance est abordée dans la partie sur les règles relatives aux équipements du *Chapitre 7 : Normes relatives aux équipements et procédés*.

Le torchage et la mise à l'atmosphère constituent un gaspillage

de ressources énergétiques et sont à l'origine d'émissions de gaz à effet de serre dans le secteur pétrolier. Ils participent également à la pollution de l'air locale. Le gaz torché dégage du CO₂, du noir de carbone (suie) et une certaine quantité de méthane imbrûlé. Même les torches les plus performantes ne parviennent pas à une efficacité de destruction du méthane de 100 % (certaines hypothèses indiquent une efficacité allant jusqu'à 98 %, mais l'AIE estime qu'elle se situe typiquement à 92 %) et nombre d'entre elles affichent une efficacité significativement inférieure.

Caractéristiques des réglementations sur le torchage et la mise à l'atmosphère du gaz

Les restrictions relatives au torchage et à la mise à l'atmosphère du gaz sont relativement communes. Récemment, certains pays ont pris des mesures pour compléter ou améliorer les lois visant à réduire ces pratiques, notamment la Colombie, le Nigéria et le Kazakhstan. D'autres ont adopté des réglementations pour interdire massivement le torchage de routine, notamment les Pays-Bas, la Norvège et l'État du Nouveau-Mexique aux États-Unis.

Il existe des solutions réglementaires éprouvées qui permettent aux régulateurs de réduire ou d'éviter le torchage ou la mise à l'atmosphère de routine, en particulier pour les gaz associés à la production de pétrole. Il s'agit notamment des solutions suivantes.

Quand un permis est obligatoire. Certaines régions imposent aux exploitants d'obtenir un permis ou une autorisation pour le torchage. En cas d'événement imprévu, la réglementation peut imposer aux exploitants de soumettre un rapport après l'incident. L'obligation de disposer d'un permis offre la possibilité aux régions de collecter des informations sur les opérations de

torchage et les rejets de gaz réalisés, susceptibles de contribuer à la compréhension des niveaux d'émission globaux. Les coûts liés au respect des limites de torchage peuvent être pris en compte dans la procédure d'approbation du permis.

Déroptions aux interdictions de torchage et de mise à l'atmosphère du gaz. Le torchage est souvent autorisé pour des besoins de sécurité et pour protéger la santé des personnes. Certains pays autorisent des dérogations aux interdictions de torchage quand ces dernières seraient économiquement injustifiées, présenteraient un coût prohibitif ou quand le coût d'utilisation du gaz est supérieur à la valeur à en tirer. Certaines régions ont stipulé que l'absence d'infrastructures de conduites disponibles ne justifiait pas le torchage. Pour décider quelles exceptions autoriser, les gouvernements peuvent pondérer les coûts pour l'industrie par rapport à la réduction des émissions et à la possibilité d'éviter le gaspillage de gaz naturel. L'impact des revenus pétroliers peut aussi être pris en compte.

Réduction du torchage dans le temps. Le Partenariat mondial pour la réduction des gaz torchés de la Banque mondiale (GGFR)⁵⁶ recueille les engagements des gouvernements et entreprises à travers le monde à mettre fin au torchage de routine du gaz. Certains pays et entreprises ont signé l'initiative Zero Routine Flaring by 2030 (élimination du brûlage systématique de gaz à la torche à l'horizon 2030).⁵⁷ Certains états ont inclus cet objectif ou ont avancé l'échéance, par exemple à 2025, dans leurs réglementations.

Efficacité de la torche. Le gaz naturel torché n'est pas brûlé en totalité. Certaines torches peuvent ne pas fonctionner correctement et être moins efficaces que les standards industriels.⁵⁸ Parfois, les flammes de torche (aussi appelées flammes pilotes ou veilleuses) s'éteignent, provoquant la mise à l'atmosphère du méthane. Améliorer l'efficacité des torches constitue un domaine de recherche important pour le développement de la technologie et la réduction des émissions.⁵⁹

Certains pays possèdent des réglementations qui fixent des normes de conception ou des plages opérationnelles pour les équipements de torche afin de garantir des niveaux d'efficacité minimum de destruction du méthane.⁶⁰

Redevances, pénalités et autres incitations économiques. Les réglementations en matière de torchage et de mise à l'atmosphère du méthane peuvent inclure un élément normatif, comme une interdiction ou une obligation de détenir un permis, et un élément économique, comme une redevance. En comparaison, le torchage est facile à mesurer et à compter (*cf. Chapitre 9 : Surveillance*). Les incitations économiques sont donc plus viables pour le torchage que pour les émissions fugitives (ou la mise à l'atmosphère). Une taxe ou une redevance sur le torchage peut servir d'incitation financière aux entreprises pour qu'elles réduisent leur activité de torchage. Ces frais peuvent être imposés sur tous les volumes mis à la torche ou sur les volumes au-delà d'un certain seuil. L'effet de ces mesures peut être affecté par le taux de redevance appliqué, par l'infrastructure, par le prix du gaz et par la demande.

Mesure et déclaration. De nombreux gouvernements exigent que les exploitants produisent un rapport sur les volumes de gaz torchés ou mis à l'atmosphère. Dans certains cas, une mesure directe des volumes torchés est imposée, alors que dans d'autres, les quantités sont estimées à partir de la proportion gaz/huile et des volumes de pétrole produits.

Incitation à développer l'utilisation du gaz. Certains pays ont mis en place des incitations pour aider à créer un marché national ou d'autres utilisations potentielles du gaz destiné au torchage. Certains pays imposent aux exploitants d'élaborer des plans d'utilisation du gaz et investissent directement dans les infrastructures à cet effet, ou proposent d'autres incitations pour encourager cette utilisation. Un récent projet en Angola redirige vers l'exportation de GNL le gaz destiné au torchage.⁶¹

Exemple : restrictions de torchage et de mise à l'atmosphère du gaz en Colombie

La Colombie a significativement réduit le torchage avec des réglementations et les efforts d'Ecopetrol, sa compagnie pétrolière nationale. Entre 2012 et 2022, la Colombie a réduit ses volumes absolus de gaz torché de 75 %, tandis que la production a baissé d'environ 20 %. Sur cette même période, l'intensité du torchage (mètres cubes de gaz torché par baril d'huile produit) a diminué d'environ 65 %, faisant de la Colombie l'un des pays les plus performants en matière de réduction du torchage dans le monde, avec la Norvège, le Canada et le Brésil.

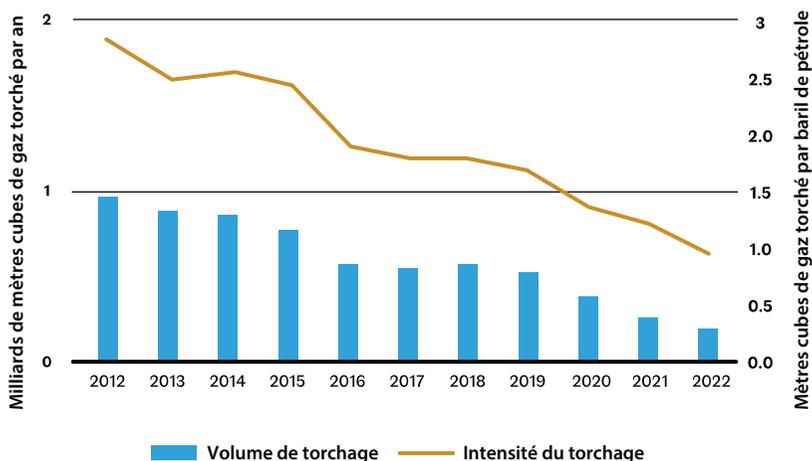


Figure 6.1 : Volumes torchés et leur intensité en Colombie, 2012-2022.⁶²

Les réglementations colombiennes relatives au gaz naturel associé comprennent :

→ l'application des mesures de torchage et de mise à

l'atmosphère du gaz par les régulateurs, l'Agence Nationale des Hydrocarbures (ANH) et le Ministère des Mines et de l'Énergie (MME) ;

- les montants versés par les exploitants au gouvernement en contrepartie du torchage et de la mise à l'atmosphère du gaz ;
- le soutien du marché national du gaz pour le rendre concurrentiel à travers un accès ouvert et non discriminatoire aux infrastructures de gaz.

La résolution 40066 colombienne de référence, adoptée en 2022, prévoit que :

- le torchage est interdit à la fois dans l'exploration et la production, à l'exception des cas d'urgence et des opérations de maintenance ;
- toutes les opérations de torchage nécessitent l'autorisation préalable du régulateur qui doit figurer dans un permis annuel ;
- d'une manière générale, le torchage est interdit, à quelques exceptions près, notamment pour des raisons de sécurité, pour la maintenance programmée et si la capture du gaz pour le commercialiser n'est pas viable économiquement ;
- le torchage résultant de situations imprévues doit être estimé à l'avance à partir des données de l'année précédente et doit être progressivement abandonné sur cinq ans ;
- les exploitants doivent payer une redevance sur le gaz torché, mis à l'atmosphère ou gaspillé d'une autre manière, sauf s'ils y sont autorisés après obtention d'un permis.⁶³

La résolution 40066 s'intéresse aux caractéristiques clés, ci-après, des réglementations sur le torchage et la mise à l'atmosphère du gaz.

Quand un permis est obligatoire. La résolution 40066 interdit le torchage intentionnel du gaz associé et impose de collecter le gaz pour l'utiliser ou de l'acheminer à la torche quand les conditions techniques ou économiques empêchent son utilisation. Cette disposition prévoit un nombre limité d'exceptions s'appliquant

sans autorisation préalable. L'exploitant a l'obligation d'informer le régulateur sous 24 heures en cas d'émission de gaz.

La résolution 40066 interdit aux exploitants de torcher le gaz naturel s'ils ne disposent pas d'une autorisation spécifique et d'un permis délivré par l'ANH. Un permis annuel est requis.

Pour obtenir ce permis annuel de torchage, les exploitants doivent soumettre, au moins 30 jours avant le début de l'exploitation ou de l'expiration du permis en cours, une demande contenant des informations sur les niveaux de torchage attendus pour chacune des exceptions, leur justification et les justificatifs correspondants. Pour avoir l'autorisation de torcher du gaz quand son utilisation n'est pas viable économiquement, l'exploitant doit démontrer que le gaz associé ne peut pas être commercialisé.

L'article 18 indique les éléments que l'exploitant doit soumettre pour obtenir un permis annuel :

[Extrait de l'article 18]

1. *La raison du torchage du gaz naturel et sa justification.*
2. *Le volume maximum de gaz naturel à torcher, déterminé conformément à l'article 17 de cette résolution.*
3. *Le volume estimé de gaz à torcher pour des raisons de sécurité, justifié par des calculs ou des valeurs établis par le fournisseur.*
4. *Le volume estimé de gaz naturel dont l'exploitation n'est pas économiquement faisable, justifié par les études technico-économiques respectives.*
5. *Le volume estimé de gaz dégagé lors d'événements programmés dans le cadre d'un plan de maintenance.*
6. *En cas de dégagement de volumes de gaz lors d'événements non programmés, ceux-ci doivent être dûment justifiés avec la fourniture d'un plan d'optimisation opérationnelle.*
7. *Le volume de gaz estimé collecté à travers la ventilation intentionnelle et destiné à être torché, justifié par les calculs respectifs.*

8. *Les alternatives et soutiens pour utiliser le gaz, le cas échéant.*⁶⁴

En outre, un permis de torchage particulier est requis pour les cas non référencés dans le permis annuel et résultant de la gestion du gaz ou de causes extérieures aux pratiques opérationnelles. Si un permis n'est pas soumis, l'exploitant doit le notifier sous 24 heures. L'ANH doit statuer sur chaque demande de permis dans les 30 jours suivant leur réception. L'ANH peut également demander des informations complémentaires pour évaluer la demande de permis dans les 7 jours suivant sa réception.

Déroptions à une interdiction de torchage et de mise à l'atmosphère du gaz. La résolution 40066 (article 34) prévoit trois dérogations à l'interdiction de mise à l'atmosphère du gaz.

1. La mise à l'atmosphère peut être réalisée en cas d'urgence et l'ANH doit en être informée dans les 24 heures suivant la fin de l'urgence.
2. La mise à l'atmosphère peut être réalisée dans le cadre d'un programme de maintenance préventive d'une installation et l'ANH doit en être informée sous 24 heures.
3. Quand le volume de gaz est inférieur à celui nécessaire pour maintenir une flamme pilote allumée.

Les autorisations de torchage peuvent être obtenues dans les cas suivants :

- pour raisons de sécurité ;
- quand le torchage de routine respecte les limites fixées par la réglementation (p. ex. pour les pilotes) ;
- quand le captage du gaz n'est pas viable économiquement (en le justifiant par une démonstration) ;
- pour le torchage réalisé dans le cadre d'opérations de maintenance programmée ;
- pour le gaz collecté qui aurait été intentionnellement mis à l'atmosphère sinon ;
- pour les événements imprévus, mais dûment justifiés.

Les exploitants doivent soumettre la documentation nécessaire pour justifier le torchage du gaz. La résolution prévoit qu'une autorisation de torchage sera accordée chaque fois que le gaz est collecté alors qu'il aurait normalement été rejeté dans l'atmosphère. Cela neutralise la tentation de relâcher le gaz dans l'atmosphère au lieu de demander un permis pour le brûler à la torche.

Réduction du torchage dans le temps. La résolution 40066 inclut le calcul du volume maximum de gaz pouvant être torché qui correspond essentiellement à la somme des estimations de torchage autorisé pour chacune des exceptions citées ci-dessus. La quantité maximum autorisée d'événements imprévus doit cependant diminuer de 20 % par an sur cinq ans, jusqu'à atteindre zéro la cinquième année. Cet abandon progressif ne s'applique qu'à la catégorie particulière du torchage (événements imprévus) et ne s'applique pas aux situations où le captage n'est pas viable économiquement ou aux cas limités pour lesquels le torchage de routine est autorisé.

Efficacité de la torche. La résolution 40066 (article 22) impose aux exploitants de vérifier chaque année que chaque torche a été inspectée et fonctionne avec des performances acceptables. L'exploitant peut réaliser les vérifications lui-même à condition de disposer des équipements et capacités techniques nécessaires. En outre, des équipements de surveillance doivent être installés pour s'assurer du bon fonctionnement de la torche :

[Extrait de l'article 22]

*Pour cela, la meilleure technologie disponible sera utilisée afin de surveiller la flamme, comme une caméra infrarouge pour vérifier la présence de fumée produite en brûlant les hydrocarbures liquides, ou des drones mesurant les émissions pour contrôler l'état du système d'allumage des pilotes, ou des équipements similaires.*⁶⁵

Si des problèmes sont détectés, l'exploitant doit (1) effectuer les réparations aussi vite que possible, sans jamais dépasser 6 mois

et (2) communiquer le résultat au régulateur.

Redevances, pénalités et autres incitations économiques.

La résolution 40066 et les réglementations préalables ont établi deux types d'incitations financières pour encourager les exploitants à ne pas torcher plus de gaz que les quantités autorisées par leur permis :

- **Une redevance.** L'article 18 indique qu'une redevance s'applique sur les volumes de gaz torchés au-delà de la quantité autorisée dans le permis de torchage. De ce fait, n'importe quel volume signalé au-delà de la limite fixée par le permis sera automatiquement soumis au paiement d'une redevance.
- **Sanction administrative.** Dans le cadre de la résolution 40066 et du Code du pétrole de 1953, la sanction en cas de non-respect de la réglementation (volume de gaz torché supérieur à celui autorisé par le permis) s'élève à 5 000 USD.

Mesure et déclaration. La résolution 40066 impose de réaliser des mesures et de déclarer chaque mois les volumes de gaz torchés, et fournit un formulaire à utiliser pour ces déclarations :

Article 24. Mesure et déclaration des volumes de gaz naturel torchés. Tous les volumes de gaz naturel torchés doivent être mesurés et faire l'objet d'un rapport transmis par l'exploitant chaque mois à [l'ANH] en utilisant le [formulaire de déclaration] joint ou un modèle fournissant les mêmes informations.⁶⁶

La résolution 40066 impose également de signaler aux autorités le gaz intentionnellement mis à l'atmosphère, en justifiant ce rejet. Elle n'impose cependant pas de le mesurer. À la place, elle indique quels volumes doivent être quantifiés et déclarés en suivant les modèles et procédures de déclaration de la production.

Exemple : utilisation du gaz associé au Kazakhstan

Le Kazakhstan est un exemple de la manière dont un pays peut réduire le torchage en encourageant l'utilisation du gaz associé. Le torchage a significativement baissé au Kazakhstan depuis dix ans, comme illustré ci-dessous :

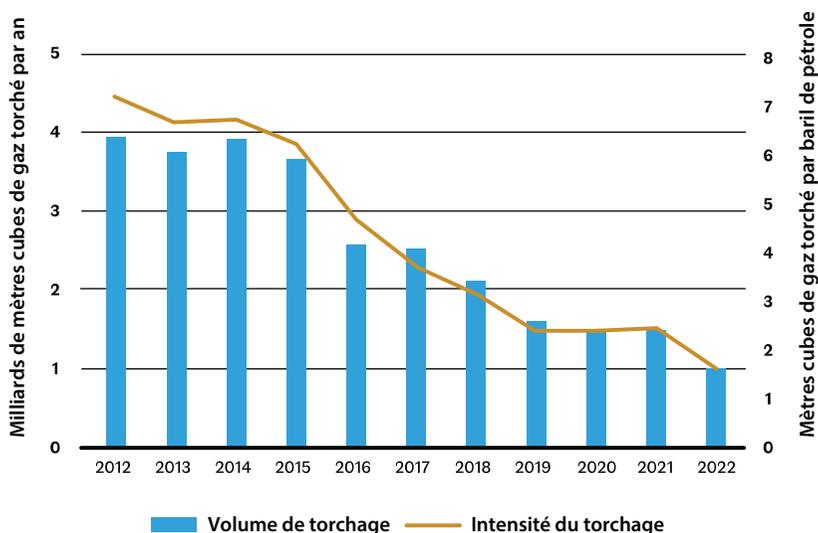


Figure 6.2 : Volumes torchés et leur intensité au Kazakhstan, 2012-2022.⁶⁷

Incitation à augmenter l'utilisation de gaz. Comme de nombreux pays, le Kazakhstan a interdit le torchage et la mise à l'atmosphère du gaz, sous réserve de quelques exceptions, notamment pour protéger la santé et la sécurité des personnes.⁶⁸ En parallèle, le pays encourage les producteurs de pétrole à utiliser ou commercialiser le gaz associé.

Les ressources pétrolières (y compris le gaz associé) sont la propriété de l'État⁶⁹, ce qui fournit au gouvernement un levier

solide pour s'assurer que les ressources sont utilisées de manière productive et non gaspillées.

La loi sur le pétrole du pays impose aux exploitants de créer un plan d'utilisation du gaz associé pour obtenir l'autorisation de construire de nouveaux projets pétroliers. Le régulateur doit approuver ces plans pour que le projet puisse obtenir un permis et ceux-ci doivent être actualisés tous les trois ans. L'exploitant doit également soumettre un rapport annuel sur la mise en œuvre du plan d'utilisation du gaz.⁷⁰

La loi du pays propose quatre possibilités d'utilisation du gaz associé :

1. Le gaz peut être torché s'il répond à l'une des exceptions prévues (p. ex. torchage d'urgence pour protéger la santé et la sécurité des personnes, torchage pendant les essais...).
2. Le gaz peut être utilisé pour les besoins immédiats de l'exploitant, notamment en étant brûlé pour produire de l'énergie sur site.
3. Le gaz peut être vendu à un autre utilisateur pour être traité et commercialisé.
4. Si le traitement du gaz n'est pas rentable, celui-ci peut être réinjecté dans un réservoir souterrain pour y être stocké ou pour maintenir la pression du réservoir.⁷¹

L'exploitant doit fournir un plan de captage et d'utilisation du gaz (qui n'inclut pas la mise à l'atmosphère et le torchage de routine) pour chaque nouveau projet devant être approuvé. La loi permet au régulateur de travailler avec les exploitants des installations existantes pour établir des objectifs progressifs de captage et d'utilisation du gaz en fonction de sa faisabilité économique.

L'obligation d'utiliser le gaz peut aider à créer un marché national pour le gaz associé et inciter à installer les infrastructures nécessaires. Comme les entreprises ont l'obligation de chercher activement des possibilités d'utilisation, des opportunités commerciales s'ouvrent à celles qui auraient la capacité d'utiliser ce gaz de manière productive.

Le Kazakhstan a l'avantage de disposer d'infrastructures de gaz existantes (gazoducs du secteur intermédiaire, réseaux urbains de distribution et gazoducs d'exportation) et d'une base déjà constituée de clients industriels et de consommateurs. Les producteurs de pétrole acheminent donc le gaz à travers ces infrastructures existantes vers le marché national et à l'export. D'autres dispositions figurant dans le régime réglementaire, comme les restrictions de torchage du code environnemental, encouragent également l'utilisation du gaz. Le Kazakhstan impose aussi des sanctions financières en cas de non-respect des exigences du permis. Grâce à l'accent mis sur l'acheminement du gaz associé vers les marchés de consommateurs, en parallèle à ces restrictions réglementaires, le pays a pu réduire significativement le torchage.



Ressources utiles sur le torchage et la mise à l'atmosphère du gaz

Banque mondiale 2022 : Étude comparative de la Réglementation des opérations de torchage et de rejet de gaz dans le monde ; <https://flaringventingregulations.worldbank.org/summary-report>

Methane Guiding Principles 2019, réduire les émissions de méthane : Guide des bonnes pratiques (en anglais) : Torchage ; <https://methaneguidingprinciples.org/resources-and-guides/best-practice-guides/flaring>

Partenariat mondial pour la réduction des gaz torchés, Oil and Gas Climate Initiative (OGCI), Methane Guiding Principles et Methane Flaring Toolkit ; <https://flaringmethanetoolkit.com/>

7. Normes relatives aux équipements et procédés

Éléments à retenir

- Le méthane peut être émis par des équipements utilisés dans le secteur pétrolier de par la conception ou les normes d'exploitation de ces derniers. De ce fait, imposer aux exploitants d'adopter des normes relatives aux équipements et procédés constitue un outil réglementaire important pour réduire les émissions de méthane.
- Les réglementations relatives aux équipements et procédés peuvent imposer aux entreprises de remplacer des équipements produisant beaucoup d'émissions par des alternatives moins émettrices, ou d'adopter des procédures spécifiques pour éviter ou limiter les émissions de méthane.
- Il existe de nombreux exemples de réglementations en matière de normes relatives aux équipements et procédés dans le secteur pétrolier. Ces réglementations s'appliquent aux complétions de puits et aux appareils pneumatiques, notamment aux pompes et régulateurs de vannes, aux compresseurs, aux citernes de stockage, aux déshydrateurs au glycol et au déchargement de liquides.
- La réglementation de novembre 2022 du Nigéria montre comment un pays utilise des normes relatives aux équipements et procédés dans le cadre de son plan pour réduire les émissions de méthane.

Les normes relatives aux équipements désignent les exigences de conception de certains types spécifiques d'équipements pour le secteur pétrolier. Il est obligatoire de disposer de normes relatives aux procédés, y compris de procédures opératoires standard, pour utiliser ces équipements ou réaliser des activités particulières. Les équipements peuvent émettre du méthane en raison de leur conception et lors de leur fonctionnement courant. Par exemple, quand un exploitant doit réaliser l'entretien d'un équipement comme un séparateur d'huile et de gaz, la procédure opératoire standard peut consister à ventiler le gaz sous pression se trouvant à l'intérieur pour que les ouvriers effectuant l'entretien puissent intervenir en sécurité. Or, la ventilation émet du méthane.

Les émissions de méthane provenant des équipements et des procédés peuvent être significatives. Par conséquent, de nombreux gouvernements ont adopté des réglementations imposant de moderniser les équipements pour émettre moins de méthane, voire plus du tout. Ils sont également nombreux à avoir adopté des réglementations imposant de modifier les étapes des procédures pour réduire les émissions par rapport aux modes opératoires précédents.

De meilleures normes relatives aux équipements et procédés peuvent aider à réduire les émissions de méthane, même sans données robustes mesurées sur des sources d'émissions individuelles. Cela dit, un bon inventaire des sources, même s'il s'appuie sur des facteurs d'émission standard, peut aider les régulateurs à comprendre quelles réglementations auront le plus d'impact et quel sera le coût potentiel de la mise en œuvre de ces normes pour l'industrie.

À quoi ressemble une réglementation typique relative aux équipements et procédés

Les éléments spécifiques d'une norme sur les **émissions liées aux équipements** dépendent des sources d'émission visées. Ils peuvent imposer aux entreprises de remplacer un appareil connu pour émettre du méthane par une version améliorée produisant moins d'émissions, voire aucune, ou imposer aux entreprises d'installer de nouveaux équipements qui récupèrent les émissions.

Pour les **émissions liées aux procédés**, des règles normatives peuvent spécifier les modifications de procédures pouvant potentiellement réduire les émissions par rapport aux procédures opératoires standard.

Équipements/procédés ciblés. La question la plus importante

lors de l'élaboration des normes relatives aux équipements consiste à déterminer sur quels équipements la réglementation doit se concentrer. Les exigences de contrôle spécifique peuvent être différentes en fonction de la technologie qui prévaut dans la région concernée et des solutions techniques disponibles de réduction des émissions.

Les réglementations peuvent viser :

- Les appareils pneumatiques, y compris les pompes et régulateurs de vannes. Certaines régions du monde peuvent appeler cela l'utilisation de gaz instrument.
- Les compresseurs.
- Les bacs de stockage.
- Les déshydrateurs au glycol.
- Le déchargement de liquides.
- Les complétions de puits.

Les régulateurs peuvent prendre en compte les volumes d'émissions de différentes sources, ainsi que la faisabilité et les coûts associés aux solutions de réduction des émissions. Chacun de ces éléments peut être influencé par des facteurs régionaux ou locaux, comme la topographie ou le climat. Souvent, les régulateurs cherchant à élaborer ou actualiser des réglementations en matière de normes relatives aux équipements et procédés obtiennent davantage d'informations sur le caractère local de ces sources auprès des parties prenantes.

Certaines réglementations relatives aux équipements nécessitent des régulateurs pneumatiques parfaitement étanches, ce qui impose d'avoir recours à l'électricité (fournie par le réseau ou par des panneaux solaires) ou l'aide d'un circuit d'air d'instrumentation pour remplacer le gaz naturel. Cette spécificité peut clarifier la situation et offrir des réductions prévisibles, mais n'incite pas forcément à utiliser des technologies pouvant émerger par la suite afin de réduire les émissions à un niveau équivalent pour un coût similaire ou inférieur.

D'autres réglementations utilisent des **normes reposant sur les performances des équipements**. Au lieu d'imposer un appareil spécifique, une réglementation peut lister le niveau de performance requis, par exemple, un régulateur pneumatique qui émet moins de 0,17 mètre cube standard par heure. Cette approche permet à l'entreprise de choisir n'importe quelle technologie répondant à ces objectifs de performance, parfois en faisant des économies.

Traitement des sources. Comme indiqué précédemment, il peut être important de prendre en compte les courbes de coûts et le potentiel de réduction des émissions de méthane pour l'élaboration des réglementations. Ces dernières peuvent distinguer les sources en fonction de leur taille (importantes ou petites) ou utiliser d'autres critères différenciants liés au coût ou à la faisabilité de la mise en conformité. Une période de mise en application progressive peut offrir aux installations existantes du temps pour s'adapter aux normes qui s'appliquent immédiatement aux nouvelles sources. Dans certaines réglementations, les sources existantes peuvent demander une dérogation ou une extension du délai en raison de problèmes techniques ou du coût de la mise en conformité.

Surveillance. Déterminer les réductions des émissions obtenues grâce à une exigence constitue un autre élément clé à prendre en compte. Certaines réglementations s'appuient uniquement sur les spécifications des constructeurs : si le produit est conçu pour émettre moins que la limite fixée par la réglementation, l'exigence réglementaire est alors respectée. Dans d'autres cas, la réglementation impose des essais périodiques des équipements. Les essais de routine offrent une fiabilité supérieure en matière d'émissions, mais présentent un coût de mise en œuvre plus élevé pour l'industrie.

Déclaration, certification et réalisation d'audits. Les exigences de déclaration sont importantes pour suivre le respect de la réglementation, mais peuvent elles aussi aider à améliorer la conformité des entreprises en garantissant que celles-ci connaissent leurs performances. La déclaration constitue

également la base de la transparence pour rendre des comptes publiquement, ce qui constitue en soi un moteur déterminant pour atteindre de meilleures performances. Dans certains cas, les réglementations imposent aux entreprises de tenir à jour des registres pendant une période donnée, que le régulateur peut obtenir sur demande. Les exigences imposant de soumettre par voie électronique certains des registres les plus essentiels peuvent aussi être utiles car l'entreprise sait ainsi que le gouvernement dispose d'un accès à ces registres.

Certaines réglementations imposent une certification par un tiers obtenue par un audit. La certification par un tiers permet de vérifier qu'une entreprise respecte la réglementation sans nécessiter la mise en place d'un vaste système d'assurance gouvernemental, même si cela suppose un coût supplémentaire pour l'industrie concernée. Les programmes de certification par des tiers sont plus efficaces quand le tiers en question est complètement indépendant des entités auditées. L'affectation aléatoire des auditeurs constitue donc une approche efficace éprouvée pour une meilleure fiabilité de la vérification.

Exemple : réglementations sur les normes relatives aux équipements au Nigéria

En 2022, le Nigéria a adopté une réglementation qui établit des normes spécifiques pour plusieurs classes d'équipements utilisés dans les opérations de l'amont pétrolier et gazier, notamment les régulateurs et pompes pneumatiques, les joints de compresseurs centrifuges, les compresseurs alternatifs à piston, les déshydrateurs au glycol et les réservoirs de stockage de liquides.⁷² Cette partie aborde en détail certaines de ces nouvelles normes relatives aux équipements.

Réservoirs de stockage de liquides

L'article 3.4.6 de la réglementation nigériane établit les normes relatives aux réservoirs de stockage de liquides.

Équipements/procédés alternatifs. La réglementation nigériane impose aux exploitants de mettre en place un système de récupération des vapeurs ou un dispositif de combustion (torche) pour les réservoirs dépassant une certaine dimension :

1. Exigences de contrôle

i. Pour tous les réservoirs à toit fixe susceptibles d'émettre plus de 2 tonnes par an de composés organiques volatils (COV) en raison d'une vaporisation éclair du gaz, de pertes en fonctionnement et de pertes par respiration, les exploitants doivent acheminer les émissions, y compris celles issues de la vaporisation éclair du gaz, des pertes en fonctionnement et des pertes par respiration, vers un système de récupération des vapeurs ou, dans certains cas, vers un dispositif de combustion.⁷³

Les exploitants ont le choix entre (1) un système de récupération des vapeurs ou (2) un dispositif de combustion. Prévoir deux solutions de mise en conformité offre aux entreprises la flexibilité de choisir celle qui est la plus appropriée à une situation particulière.

En outre, les exploitants doivent évaluer leur système de contrôle antipollution et certifier que celui-ci est suffisamment grand pour capter les émissions associées à plusieurs procédés de réservoirs différents.

iv. Imposer aux exploitants de réservoirs contrôlés d'évaluer leurs systèmes de contrôle des émissions des réservoirs et certifier que chaque système est conçu pour être suffisamment grand pour capter toutes les émissions potentielles (vaporisation éclair du gaz, pertes en fonctionnement et pertes par respiration) du réservoir de stockage.⁷⁴

Par ailleurs, la réglementation inclut des pratiques opérationnelles associées aux trappes et autres points d'accès utilisés à des fins d'inspection ou de jaugeage de niveau :

iii. *Interdiction de ventiler les émissions d'hydrocarbures par les trappes et autres points d'accès réservoirs bacs de stockage lors des opérations normales.*

a. *La trappe peut être ouverte à des fins de mesure, mais elle doit être refermée immédiatement après avoir prélevé l'échantillon.*

b. *Sinon, l'exploitant peut utiliser un système automatique de jaugeage ou un siphon pour prélever des échantillons d'hydrocarbures dans le réservoir sans ouvrir la trappe.⁷⁵*

Les exploitants peuvent respecter cette réglementation en installant des systèmes automatiques de jaugeage ou des siphons pour prélever des échantillons dans le réservoir, mais ils n'ont pas l'obligation de les installer. En l'absence de ces solutions, l'exploitant doit refermer le plus vite possible la trappe du réservoir après le prélèvement d'échantillons. Cette solution offre à l'exploitant une flexibilité importante, car elle ne rend pas la modernisation des équipements obligatoire.

Traitement des sources. La réglementation nigériane s'applique à tous les réservoirs à toit fixe susceptibles d'émettre plus de 2 tonnes par an de COV, quel que soit leur âge. Cependant, un calendrier de mise en œuvre progressive prévoit de mettre en place des solutions de contrôle en priorité sur les plus grands réservoirs de stockage :

Mise en œuvre progressive à l'aide d'un planning (sauf pour les cas mentionnés à l'article 3.4.6, 1(ii)).

a. *Les réservoirs de stockage avec des COV > 12 t/an contrôlés dans l'année suivant la mise en œuvre des présentes directives.*

b. *Les réservoirs de stockage avec des COV compris entre 6 et 12 t/an contrôlés dans les deux ans suivant la mise en œuvre des présentes directives.*

c. *Les réservoirs de stockage avec des COV compris entre 2 et 6 t/an contrôlés dans les trois ans suivant la mise en œuvre des présentes directives.⁷⁶*

Par ailleurs, la réglementation permet aux exploitants de demander une dérogation si l'utilisation d'équipements de

contrôle de la pollution de l'air se révélait « techniquement irréalisable sans ajout de carburant » :

ii. Les propriétaires ou exploitants de réservoirs de stockage pour lesquels l'utilisation d'un équipement de contrôle de la pollution de l'air se révélerait techniquement irréalisable sans ajout de carburant peuvent soumettre une demande de dérogation au NUPRC concernant l'application des exigences de l'article 3.4.6, 1(i). Une telle requête doit inclure la documentation justifiant le caractère infaisable de la mise en place d'un équipement de contrôle de la pollution de l'air. La possibilité d'appliquer cette dérogation ne relève pas les propriétaires ou les exploitants de leur obligation de respecter les exigences de surveillance des réservoirs de stockage.⁷⁷

Cette dérogation est prévue pour les cas où la réglementation représenterait un fardeau excessif pour les entreprises en raison du besoin d'acheminer du carburant supplémentaire pour faire fonctionner l'équipement de contrôle de la pollution. Une entreprise doit spécifiquement faire la demande de dérogation et soumettre les justificatifs correspondants. L'article 2.iii précise que les exploitants doivent réaliser des essais annuels sur les réservoirs de stockages bénéficiant d'une dérogation afin d'évaluer si cette dernière se justifie toujours (voir ci-dessous).

Surveillance. La réglementation nigériane inclut une exigence de surveillance spécifique pour les dispositifs de contrôle de réservoir. Cette exigence impose d'inclure le réservoir de stockage et les systèmes de récupération des vapeurs associés dans les activités telles que les inspections audio, visuelles et olfactives (AVO) et dans les programmes de détection et réparation des fuites à l'aide d'instruments :

2. Surveillance

i. Imposer des inspections visuelles et AVO au minimum une fois par trimestre des réservoirs de stockage à toit flottant ou fixe qui émettent plus de 2 t/an et des dispositifs de contrôle pour s'assurer que les émissions sont acheminées vers des unités de contrôle et que les torches fonctionnent conformément à l'usage prévu.

ii. Surveiller les capacités de stockage, les points d'accès, les systèmes de récupération des vapeurs et les dispositifs de combustion dans le cadre de programmes LDAR avec instruments.

iii. Tous les réservoirs de stockage (avec des émissions > 2 t/an) qui n'ont pas recours à un système de récupération des vapeurs doivent faire l'objet d'un essai d'analyse éclair annuel pour estimer leurs émissions de méthane annuelles et évaluer si les dérogations au titre de l'article 3.4.6, 1(ii) sont toujours justifiées.⁷⁸

Déclaration, certification et réalisation d'audits. La réglementation des réservoirs de stockage de liquides impose que l'exploitant soumette un rapport annuel démontrant sa conformité. Toutefois, les exigences relatives à la tenue de registres sont comparativement assez limitées, avec une obligation de produire uniquement des registres consignant les inspections visuelles et AVO trimestrielles.

Régulateurs pneumatiques

L'article 3.4.1 de la réglementation nigériane impose de remplacer les appareils à fortes émissions par des appareils à faibles émissions ou parfaitement étanches, en modernisant les appareils à fortes émissions et en améliorant les pratiques de maintenance. Ces mesures peuvent permettre de réduire les émissions et, dans certains cas, elles portent leurs fruits rapidement.

La réglementation interdit aux exploitants d'utiliser un régulateur pneumatique fonctionnant au gaz naturel qui rejette le gaz directement dans l'atmosphère pour de nombreuses installations :

i. L'exigence suivante s'applique à l'ensemble des stations de compression et des usines de traitement. Elle s'applique, en outre, aux installations de production de puits avec accès aux exploitants du réseau électrique et à toutes les nouvelles installations de production de puits construites après la date de mise en application de cette règle :

*L'exploitant ne doit pas utiliser de régulateurs pneumatiques fonctionnant au gaz naturel et doit à la place moderniser les installations avec des régulateurs zéro émission, notamment des régulateurs alimentés par de l'électricité ou à l'aide de circuits d'air d'instrumentation ; sinon, les émissions doivent être dirigées vers un système de récupération de vapeur qui les capte. S'il n'est pas possible de capter les émissions, les exploitants peuvent utiliser le torchage.*⁷⁹

Même si la réglementation nigériane impose des régulateurs zéro émission, elle indique également que les émissions peuvent être dirigées vers un système de récupération de vapeur ou, en dernier ressort, être brûlées à la torche. Cela permet de continuer à utiliser des régulateurs fonctionnant au gaz naturel dans certains cas, mais impose que le gaz naturel soit capté ou contrôlé en bout de chaîne.

Traitement des sources. La réglementation nigériane s'applique à l'ensemble des stations de compression et des usines de traitement. Elle ne s'applique qu'aux nouvelles constructions et à celles possédant un accès existant au réseau électrique pour les installations de production des puits. Pour les installations de production de puits existantes qui n'ont pas accès au réseau, la réglementation prévoit une période de 5 ans pour se mettre en conformité.

ii. Les dispositions suivantes s'appliquent aux installations de production de puits qui n'ont pas accès aux exploitants du réseau électrique :

Une période de cinq ans pour la mise en conformité :

a. Dans l'année suivant la mise en œuvre des présentes directives, un exploitant doit s'assurer que 25 % de ces régulateurs pneumatiques sont zéro émission (comme défini dans l'article précédent) et que les régulateurs restants sont à faibles émissions (c.-à-d. émettant moins de 0,17 mètre cube standard de gaz naturel par heure).

b. Dans les deux ans suivant la mise en œuvre des présentes directives, l'exploitant doit s'assurer que 65 % de ces régulateurs

pneumatiques sont zéro émission (comme défini dans l'article précédent) et que les régulateurs restants sont à faibles émissions (c.-à-d. émettant moins de 0,17 mètre cube standard de gaz naturel par heure).

c. Dans les trois ans suivant la mise en œuvre des présentes directives, l'exploitant doit s'assurer que 75 % de ces régulateurs pneumatiques sont zéro émission (comme défini dans l'article précédent) et que les régulateurs restants sont à faibles émissions (c.-à-d. émettant moins de 0,17 mètre cube standard de gaz naturel par heure).

d. Dans les quatre ans suivant la mise en œuvre des présentes directives, l'exploitant doit s'assurer que 85 % de ces régulateurs pneumatiques sont zéro émission (comme défini dans l'article précédent) et que les régulateurs restants sont à faibles émissions (c.-à-d. émettant moins de 0,17 mètre cube standard de gaz naturel par heure).

e. Dans les cinq ans suivant la mise en œuvre des présentes directives, l'exploitant doit s'assurer que la totalité des régulateurs pneumatiques sont zéro émission (comme défini dans l'article précédent).⁸⁰

L'exigence d'utiliser des appareils zéro émission augmente rapidement de 25 % à 65 % en seulement deux ans, puis se rapproche des 100 % sur les trois années suivantes. En tant que filet de sécurité, les émissions des régulateurs pneumatiques qui ne sont pas remplacés par des appareils zéro émission sont limitées à moins de 0,17 mètre cube standard de gaz par heure. Cette disposition sert de **norme de performance**, car elle n'impose pas de type ou de modèle particulier de régulateur, et laisse à l'exploitant la possibilité de choisir n'importe quel régulateur répondant aux critères de cette norme.

Surveillance. La réglementation du Nigéria sur les régulateurs pneumatiques impose un test annuel et des inspections régulières :

2. Surveillance

i. *Tant qu'un exploitant possède des régulateurs pneumatiques au gaz sur site, ceux-ci doivent être testés chaque année en utilisant une méthode de mesure directe (échantillonnage de gros volumes, ensachage d'émissions, débitmètre étalonné) et l'exploitant doit réparer tout appareil mesurant un débit d'émission supérieur à 0,17 mètre cube standard par heure dans les 14 jours suivant la date de détection d'une fuite.*

ii. *Les régulateurs de ventilation intermittente à l'atmosphère fonctionnant au gaz doivent être surveillés par des instruments lors des inspections réalisées conformément aux exigences de l'article 3.2 pour s'assurer de ne rejeter aucune émission entre leurs activations. Si des émissions se produisent entre ses activations, le régulateur doit être réparé ou remplacé sous 30 jours.⁸¹*

Pour les appareils à faibles émissions, la réglementation nigériane impose un test annuel avec mesure directe pour déterminer si le débit dépasse le seuil fixé. Elle impose également à l'exploitant de réaliser rapidement les réparations en cas de détection d'un problème.

Déclaration, certification et réalisation d'audits. La réglementation impose à chaque exploitant de tenir des registres sur les débits d'émission ou sur le type de régulateur pneumatique, et de les conserver au moins cinq ans, mais aussi de soumettre chaque année un rapport prouvant le respect de la réglementation. Le contrôle de ces rapports annuels permet aux autorités nigérianes de suivre la conformité de l'exploitant.

8. Inventaires

Éléments à retenir

- L'inventaire des émissions est essentiel pour comprendre l'ampleur relative des différentes sources d'émissions.
- La création d'inventaires d'émissions est habituellement différente des activités de surveillance des émissions, même si, récemment, des efforts ont été déployés pour rapprocher ces deux types de données.
- Les inventaires initiaux peuvent être compilés à l'aide de calculs s'appuyant sur les facteurs d'émission (en multipliant les activités par leur facteur d'émission) sans disposer de mesures réelles. Cette étape peut être plus appropriée pour la création d'un premier inventaire des émissions de méthane par le régulateur.
- Il existe une volonté d'avancer vers des inventaires de méthane s'appuyant sur des mesures qui pourraient inclure des informations de surveillance supplémentaires issues de sources obtenues par satellite ou par des avions afin d'améliorer les estimations des émissions de méthane.
- De nombreuses ressources gratuites sont disponibles pour aider les pays à créer leurs inventaires et les programmes associés de surveillance, déclaration et vérification.

Les gouvernements créent des inventaires nationaux des émissions de gaz à effet de serre (GES), dont fait partie le méthane, pour suivre et déclarer ces émissions dans le cadre de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC). Les directives en matière de déclaration de la CCNUCC imposent l'utilisation du guide méthodologique du Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat (GIEC). Les émissions de méthane du secteur pétrolier sont généralement calculées à partir des facteurs d'émission. Le GIEC décrit des catégories à utiliser dans les déclarations. La méthodologie classée par catégories du GIEC comprend des méthodes d'estimation très simples s'appuyant sur la production ou la capacité appliquée aux flux d'émission régionaux ou mondiaux par unité de production ou de capacité

(Catégorie 1) et progresse vers les méthodologies des catégories supérieures qui utilisent des informations spécifiques au pays, y compris les données ou modèles spécifiques à un pays ou une installation (Catégorie 2 ou 3). Pour certains pays, progresser vers les catégories supérieures nécessite de collecter des données supplémentaires afin de créer des estimations d'émission plus fines. Ces données supplémentaires incluront des informations qui seront aussi utiles pour identifier des occasions de réduction des émissions et permettront le suivi des réductions des émissions des projets menés à bien. Enfin, l'inclusion d'estimations solides pour ce secteur dans les inventaires nationaux des gaz à effet de serre aidera les pays à prendre en compte les réductions de méthane obtenues grâce à ces politiques dans leur objectif national de contribution déterminé dans l'Accord de Paris.

Inventaire et surveillance des émissions

Historiquement, les secteurs produisant des émissions éparées, comme l'agriculture, la gestion des déchets et l'industrie pétrolière, ont créé des inventaires d'émissions en s'appuyant sur des données d'activité et les facteurs d'émission des normes. Les facteurs d'émission estiment les émissions moyennes d'une activité ou d'un équipement (c.-à-d. les kilogrammes de méthane par heure par appareil pneumatique) et ont généralement été créés à partir de recherches universitaires ou de campagnes de mesure sur le terrain.

Récemment, les études scientifiques utilisant des méthodes d'estimation descendante, par exemple, à partir de mesures obtenues par aéronef, ont calculé des niveaux d'émission supérieurs aux estimations des facteurs d'émission. La détection des émissions de super-émetteurs (événements à faible probabilité de réalisation, mais avec un potentiel d'émission élevé) peut en partie expliquer cet écart.

Les technologies de surveillance des émissions de méthane sont de plus en plus utilisées dans les opérations pétrolières et gazières, souvent dans le cadre de programmes LDAR. Ces technologies sont habituellement non quantitatives et servent à déterminer la présence de fuites sans mesurer les volumes d'émission. Avec l'évolution de la technologie, la plupart des activités liées à la création d'inventaires des émissions restent bien distinctes des activités de surveillance. De plus en plus, la tendance consiste à harmoniser les activités d'observation de la surveillance et celles de création d'inventaires des émissions. Afin d'améliorer l'utilité des données de surveillance tirées des études descendantes et leur exploitation en vue d'identifier les domaines d'amélioration possible dans les inventaires des émissions, il est important de veiller dès le départ à l'adéquation entre la conception et le cahier des charges, et d'assurer une analyse comparative le cas échéant.

Données nécessaires pour les inventaires des émissions

La plupart des informations nécessaires pour créer des inventaires des émissions nécessitent des données fournies par les exploitants. Les inventaires nationaux compilent les émissions attendues communiquées par l'exploitant ou à l'échelle d'une installation, parfois revues à la hausse à partir d'estimations ou de mesures. Par exemple, le programme de déclaration des gaz à effet de serre des États-Unis (GHGRP) possède généralement un seuil de 25 000 tonnes d'émissions d'équivalent CO₂ par an. L'inventaire des émissions et des puits de gaz à effet de serre des États-Unis utilise plusieurs sources de données pour quantifier les émissions et les puits nationaux, y compris des informations déclarées au GHGRP, des études de recherche et des statistiques nationales.

Les inventaires sont souvent compilés à partir d'estimations générées en combinant des facteurs d'émission avec des données d'activité. Les facteurs d'émission estiment les émissions moyennes d'une activité ou d'un équipement (c.-à-d. les kilogrammes de méthane par heure par appareil pneumatique) à partir de recherches universitaires ou de campagnes de mesure sur le terrain. Les données d'activité peuvent inclure les comptages des équipements (par exemple, le nombre d'appareils pneumatiques) ou le suivi de données complémentaires comme l'utilisation de carburant. Les approches s'appuyant sur les facteurs d'émission visent à s'intéresser aux émissions moyennes sur un large éventail d'actifs et peuvent donc ne pas correspondre précisément aux émissions d'un site en particulier. Dans certains cas, les estimations d'ingénierie pour des sources spécifiques peuvent compléter les estimations s'appuyant sur les facteurs d'émission.

L'une des critiques visant les inventaires de méthane qui s'appuient uniquement sur les facteurs d'émission est qu'ils peuvent manquer d'informations sur les super-émetteurs, que ce soit dans des conditions normales de traitement et d'exploitation (comme la maintenance ou le déchargement), ou d'événements imprévus (comme une rupture de canalisation ou une défaillance matérielle).

Aujourd'hui, les gouvernements et les exploitants souhaitant améliorer la qualité des informations relatives aux émissions de méthane cherchent à abandonner les facteurs simples (qui s'appuient sur la production ou la capacité) au profit de facteurs d'émission spécifiques à la source, afin de réaliser des déclarations reposant sur des mesures à partir de sources d'information complémentaires issues notamment de la surveillance en continu des émissions ou de relevés aériens ou satellites périodiques.

Inventaire des puits bouchés et abandonnés

Les bonnes pratiques d'inventaire du GIEC incluent des estimations à l'échelle du pays pour les puits inutilisés qui reposent habituellement sur les facteurs d'émission. Les puits inutilisés peuvent émettre des volumes importants de méthane et d'autres substances.⁸² Ces émissions peuvent être estimées à l'aide des facteurs d'émission et en comptant le nombre de puits bouchés et rouverts. Quand ils sont correctement colmatés, ces puits ne représentent qu'une part infime des émissions par rapport aux sources d'émission des puits en activité.

Les puits orphelins sont des puits décolmatés qui ne possèdent pas de propriétaire responsable enregistré. La charge financière relative au colmatage de ces puits incombe donc aux gouvernements et au public. Pour éviter que des puits ne deviennent orphelins, les exploitants peuvent avoir l'obligation de fournir une garantie financière initiale sous la forme d'une caution suffisante pour couvrir le coût de fermeture d'un puits. Disposer d'applications de transfert fiables pour suivre la propriété et la responsabilité d'un puits peut aussi être utile pour éviter l'apparition de puits orphelins. Une autre solution réglementaire consiste à financer des agences qui s'occupent de colmater, boucher et réhabiliter les terrains associés aux puits orphelins dans le cadre de la stratégie de réduction des émissions de méthane.⁸³

Éléments de conception à prendre en compte pour l'élaboration de programmes de déclaration et d'inventaires des émissions

Un programme de déclaration bien conçu à l'échelle d'une installation ou d'un exploitant peut servir à fournir des informations clés pour l'élaboration des inventaires nationaux des émissions et pour les analyses d'atténuation.

Périmètre de la déclaration. Une décision clé consiste à déterminer quelles émissions de GES inclure dans les programmes de déclaration pour les émissions à l'échelle d'une installation ou d'un exploitant, et donc dans les inventaires des émissions. Même si les sources des émissions de dioxyde de carbone et de méthane sont différentes, il est utile de les inclure toutes les deux dans un programme de déclaration pour le secteur pétrolier.

Une autre décision clé consiste à appliquer les mêmes exigences de déclaration à tous les exploitants. Certains gouvernements ont exclu les plus petits exploitants en raison du coût de collecte et de déclaration des données nécessaires. Cependant, même si les exploitants sont de petite taille, cela ne signifie pas que leurs émissions sont proportionnellement plus faibles que celles des gros exploitants, en particulier dans la mesure où les petits exploitants peuvent disposer de moins de fonds pour les actions d'atténuation.

Exigence d'utiliser des méthodologies spécifiques. Lors de l'élaboration initiale d'un programme de déclaration, une décision clé consiste à déterminer si tous les déclarants doivent être tenus d'utiliser la même méthodologie pour chaque source identifiée. La standardisation permet des comparaisons plus directes entre différents exploitants d'un pays. Cette solution

offre une méthodologie claire pour la déclaration, mais quand plusieurs normes entrent en concurrence, elle peut aussi induire des coûts supplémentaires, en particulier pour les multinationales.

Transparence des données de l'inventaire. Alors que les données sur les émissions de GES nationales sont habituellement rendues publiques dans le cadre des processus de déclaration de la CCNUCC, tous les pays ne diffusent pas publiquement les données relatives aux entreprises ou installations individuelles. Ces informations peuvent être utiles pour comparer les sources d'émission et les performances entre les exploitants, et de nombreuses parties prenantes appellent à mettre ces informations à disposition du grand public. Par exemple, les États-Unis rendent publiques la plupart des données à l'échelle des installations.⁸⁴ Au Royaume-Uni, l'Autorité de transition de la mer du Nord (NSTA) est un autre exemple : elle a créé un tableau de bord et un rapport de surveillance des émissions qui sont mis à la disposition du public sur son site Internet.⁸⁵ Ces outils fournissent des tendances en matière d'émissions de GES et un des éléments de comparaison pour la production nationale, mais ne donne que des données partiellement ventilées qui sont regroupées en fonction du type d'infrastructure et de leur ancienneté, mais pas par exploitant.

Inclusion de données complémentaires. Dans certains cas, collecter des informations et des données complémentaires pour les programmes de déclaration à l'échelle des installations ou des exploitants peut être utile pour comparer les performances entre exploitants et comprendre les possibilités de réduction supplémentaire des émissions de méthane. Par exemple, le comptage des puits, les données de production ou de capacité, et les informations sur le type d'équipement peuvent être utiles pour comprendre les performances relatives de différents équipements et pourquoi les émissions peuvent être plus ou moins importantes pour certains exploitants.

Vérification des données par des tiers. Certaines régions imposent le recours à des fournisseurs de services tiers pour

vérifier les informations déclarées en matière d'émissions. Parfois, le régulateur forme ou certifie le contrôleur et impose ses exigences de formation ou de qualification. Le contrôle par des tiers peut faire augmenter les coûts de l'élaboration de l'inventaire des GES, en particulier dans les lieux où les personnes formées ne sont pas déjà présentes, et peut nécessiter du temps supplémentaire pour les cycles de déclaration des émissions.

La certification des tiers ne devrait pas être confondue avec l'élaboration par des tiers d'inventaires des émissions, comme ceux créés initialement par des consultants. Certaines solutions réglementaires, comme les marchés du carbone ou les programmes de compensation, nécessitent une vérification des données par un tiers.

Facteurs d'incertitude. La qualité de l'inventaire, les facteurs d'émission et la technologie sont autant d'éléments d'incertitude. Pour les régions où le processus de déclaration des émissions de méthane est mature, on s'attend à ce que les méthodes et technologies continuent d'évoluer avec l'émergence de nouvelles informations.

Ressources disponibles pour l'élaboration des inventaires

De nombreux gouvernements et ONG proposent des ressources et des services pour établir des inventaires des émissions de méthane afin de soutenir les programmes gouvernementaux en la matière, notamment :

| | |
|--|---|
| Climate and Clean Air Coalition (CCAC) | <p>→ La CCAC « se tient prête à rencontrer en personne les représentants des pays pour discuter de leurs priorités et besoins, et pour les aider à établir les stratégies d'atténuation des émissions de méthane les plus efficaces ». Elle conseille directement les gouvernements pour la création d'inventaires des émissions de méthane et des plans d'action ⁸⁶</p> |
| Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) | <p>→ Directives de déclaration pour les pays en matière de compilation et de soumission de leurs informations relatives aux émissions de GES nationales, y compris l'analyse des secteurs clés.</p> <p>→ Dans le contexte de la CCNUCC, les émissions fugitives comprennent le torchage, la mise à l'atmosphère du gaz et les émissions fugitives, comme décrit dans le présent manuel.</p> |
| Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) | <p>→ Guide et cadre méthodologique pour estimer les émissions nationales de GES.</p> <p>→ Dans le volume 2 Énergie, la Révision 2019 des lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre (GES) inclut un chapitre sur l'estimation des émissions fugitives dans divers secteurs, notamment dans les activités pétrolières et gazières.</p> |
| Clean Air Task Force (CATF) | <p>→ L'outil de réduction des émissions de méthane d'un pays (CoMAT)⁸⁷ permet aux pays d'identifier les possibilités de réduire leurs émissions de méthane en utilisant différents niveaux de renseignements disponibles, des possibilités généralement existantes aux recommandations plus détaillées quand des informations plus spécifiques sont disponibles.</p> |

Agence de protection de l'environnement des États-Unis (EPA)

- Le programme de déclaration des gaz à effet de serre des États-Unis (GHGRP)⁸⁸ possède des méthodologies définies de manière réglementaire et des formulaires de déclaration publiquement disponibles⁸⁹ pour calculer les émissions de méthane et de dioxyde de carbone des installations pétrolières et gazières.
- Cela inclut les approches de calcul et les méthodologies sur mesure pour les sources à terre, en mer, des secteurs intermédiaire et aval au sein de la chaîne de valeur.
- L'EPA réalise des mises à jour périodiques de la méthodologie pour ce secteur. Certains pays pourraient y trouver un avantage pour rester au courant des derniers facteurs d'émission et méthodes, ou un inconvénient s'ils lient leurs réglementations à une méthodologie évolutive sur laquelle ils n'ont aucun contrôle.

Oil Climate Index plus Gaz (Rocky Mountain Institute)

- Modèle créé par les experts du Rocky Mountain Institute. Cet outil « révèle la taille, le périmètre et la nature du problème posé par le méthane en quantifiant et comparant les émissions de gaz à effet de serre de plus des deux tiers des données mondiales dans le domaine du pétrole et du gaz ».

Partenariat Pétrole et Gaz Méthane 2.0 (OGMP 2.0)⁹⁰ :

- Il offre des approches d'estimation des émissions en fonction de la source qui intègrent les facteurs d'émission (définis comme le Niveau 3 dans le programme), des calculs d'ingénierie plus détaillés ou des mesures par source (Niveau 4) et la réconciliation de ces données avec les informations dérivées du terrain (Niveau 5).
- Ce programme est chapeauté par le PNUE et comprend une revue des données soumises par les prestataires du PNUE pour les entreprises engagées dans le programme.
- Les éléments positifs de ce programme incluent une participation mondiale, la standardisation et les enseignements tirés de l'expérience des autres en matière d'amélioration des déclarations.

Partenariat Pétrole et Gaz Méthane (OGMP) 2.0⁹¹

- Du point de vue d'un pays, se fier au processus complet de l'OGMP 2.0 peut comporter des inconvénients en matière de quantité de données disponibles en bout de chaîne pour les régulateurs (actuellement, seul le total des informations globales à l'échelle de l'entreprise est diffusé et les données à l'échelle d'un actif sont considérées comme confidentielles) et de rapidité de fourniture de ces données qui devrait intervenir au moins neuf mois après leur collecte.
- L'OGMP 2.0 prévoit de réaliser des mises à jour périodiques de la méthodologie pour le secteur. Certains pays pourraient y trouver un avantage pour rester au courant des derniers facteurs d'émission et méthodes, ou un inconvénient s'ils lient leurs réglementations à une méthodologie évolutive sur laquelle ils n'ont aucun contrôle.
- Pour les compagnies pétrolières nationales et multinationales, utiliser l'OGMP 2.0 pourrait présenter une possibilité d'améliorer leur efficacité si elles déclarent déjà leurs émissions dans le cadre du programme, ou des défis de mise en conformité si elles ne font pas encore partie du programme.

Carbon Limits

- Un outil et système de stockage des données en ligne appelé MIST⁹² fournit des instructions étape par étape pour créer des inventaires des émissions de méthane avec différents niveaux d'informations disponibles.
- Actuellement, cet outil est conçu pour 28 sources de méthane dans le secteur amont de l'industrie pétrolière et gazière, et s'appuie sur des sources de financement philanthropique et le soutien financier de l'industrie à travers l'Oil and Gas Climate Initiative (OGCI) et les Methane Guiding Principles (MGP).
- Cet outil est actuellement gratuit pour permettre aux exploitants de créer leurs inventaires d'émissions et peut constituer un bon point de départ pour les pays qui ne disposent pas encore d'outil pour cela.
- Comme pour n'importe quel logiciel non commercial, il peut exister des inconvénients liés au manque de contrôle à long terme sur le système d'enregistrement des informations concernant les GES et au modèle de financement à long terme du produit et des services.

American Petroleum Institute (API)

- Recueil des méthodologies relatives aux émissions de GES dans l'industrie pétrolière et gazière⁹³ qui inclut les sources potentielles et les méthodologies d'estimation disponibles.
- Il peut compléter d'autres méthodologies, en particulier pour les sources d'émissions uniques qui sont mal caractérisées dans les autres programmes.

MiQ

- Fournit un cadre indépendant pour évaluer les émissions de méthane issues de la production du gaz naturel, en vue d'une certification.
- C'est une source de normes techniques pour chaque secteur de la chaîne d'approvisionnement du gaz naturel.

Technologies de surveillance.

L'évolution de la technologie de surveillance pour détecter et mesurer les émissions de méthane sera abordée en détail dans le *Chapitre 9 : Surveillance*. Avec le temps, cette évolution technologique pourrait mettre à disposition des agences réglementaires des solutions supplémentaires afin de suivre et de contrôler les émissions de méthane dans l'industrie pétrolière, mais aussi fournir des informations aux exploitants pour réduire encore les émissions.

Les coûts et avantages de ces solutions, présentés dans la *Figure 8.1*, sont amenés à varier. Les interventions à bas coût, comme l'utilisation de données publiques par satellite, pourraient constituer la base d'un tel programme à court terme. Les solutions supplémentaires nécessitent parfois de puiser dans les fonds publics afin de faire appel à des fournisseurs de technologie tiers pour des services de surveillance aérienne ou mobile, ou pour installer des réseaux de surveillance fixe près des installations importantes. Ces approches ne sont pas incompatibles et un programme s'appuyant sur des données par satellite peut intégrer des éléments complémentaires comme une surveillance aérienne, mobile ou en continu, à mesure que le programme évolue.

Spectre de la surveillance

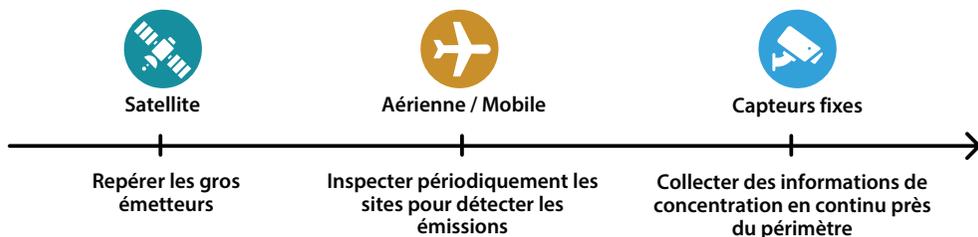


Figure 8.1 : Outils de surveillance à distance du méthane.

9. Surveillance

Éléments à retenir

- De nombreuses technologies de surveillance sont aujourd'hui disponibles sur le marché et de nouvelles sont en cours de développement. Ces technologies disposent cependant toutes de limites et de cas différents d'utilisation optimale.
- La plupart des réglementations en matière de détection et de réparation des fuites utilisent aujourd'hui une approche normative reposant sur des technologies de surveillance par des instruments.
- Les réglementations actuelles peuvent contenir des exigences qui améliorent la qualité des données et des déclarations, ce qui pose les bases pour l'avenir.
- Les gouvernements peuvent tirer parti de différentes ressources mises à disposition par des organismes internationaux et des organisations non gouvernementales pour améliorer la surveillance, y compris par des campagnes aériennes ponctuelles et une surveillance par satellite.

Technologies de surveillance disponibles

Les programmes de surveillance fournissent des informations sur le lieu et la raison pour laquelle des émissions pourraient se produire, ainsi que sur la manière d'éviter ces émissions. Un grand nombre de technologies sont actuellement disponibles sur le marché pour les exploitants et de nouvelles sont en cours de commercialisation ou de développement. Les technologies de surveillance les plus abouties impliquent une détection au niveau de la source par des instruments, tandis que les technologies nouvelles et émergentes incluent la détection aérienne et la surveillance en continu. Les programmes de surveillance les plus efficaces intègrent plusieurs technologies pour améliorer la détection des fuites et l'attribution des sources.

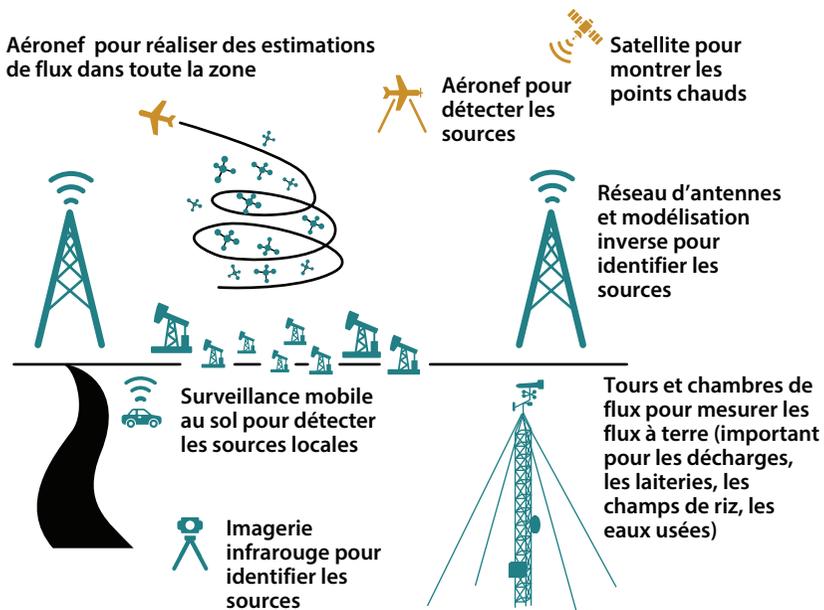


Figure 9.1: Système catégorisé d'observation du méthane.⁹⁴

Instruments de détection les plus courants. Les programmes traditionnels de détection et réparation des fuites dans le secteur pétrolier s'appuient généralement sur l'imagerie optique des gaz (OGI) ou sur l'utilisation d'études par renifleurs de la méthode 21 de l'EPA. L'OGI fait intervenir un exploitant formé avec une caméra infrarouge pour observer les points de fuite potentielle, comme les vannes ou les brides d'une installation, afin de déterminer la présence d'une fuite. L'étude par renifleurs de la méthode 21 de l'EPA fait intervenir un exploitant qui relève les indications de détection à chaque interface de fuite potentielle. Une lecture supérieure au seuil spécifié, comme 500 ppm, indique une fuite. L'OGI et la méthode 21 nécessitent toutes deux de la main-d'œuvre et une formation spécialisée pour être déployées.

Technologies émergentes et avancées. Les évolutions récentes ont multiplié les types de technologies existant pour détecter et mesurer les émissions de méthane. Ces technologies avancées incluent (1) des détecteurs qui sondent plusieurs sites à la recherche d'émissions de méthane et qui peuvent être installés sur des satellites, des avions, des drones ou d'autres véhicules, et (2) des détecteurs installés de manière permanente sur un site unique pour fournir une surveillance quasi continue de la concentration de méthane. Il existe des avantages et des inconvénients pour chaque type d'approche. Certaines méthodes nécessitent la mise en place d'activités de suivi par un exploitant afin d'identifier l'origine du méthane détecté et d'ordonner les mesures de réparation.

Surveillance continue et digitalisation des procédés. La solution consistant à combiner des détecteurs de surveillance continue avec la digitalisation des systèmes de contrôle des procédés de l'exploitant n'en est qu'à ses prémices, mais présente des résultats très prometteurs pour les réductions à venir. Combiner ces données peut permettre de faire le lien entre les données en temps réel d'émission de méthane et les informations sur les activités du procédé pour identifier les émissions associées à des défauts du procédé ou à des problèmes de maintenance.⁹⁵

Approches par catégories. Combiner différents types de technologies de surveillance (y compris les campagnes régulières avec instrument, les campagnes aériennes et par satellite, et la surveillance continue) peut considérablement améliorer la capacité des exploitants à détecter, atténuer et prévenir les émissions. L'utilisation de différentes technologies est plus efficace pour détecter plusieurs types d'émissions. Un système de surveillance par catégories tire donc parti des capacités complémentaires de différentes méthodes et permet d'éviter certaines limites individuelles de chaque technologie.



Étude de cas : surveillance par catégories d'émissions réalisée par avion

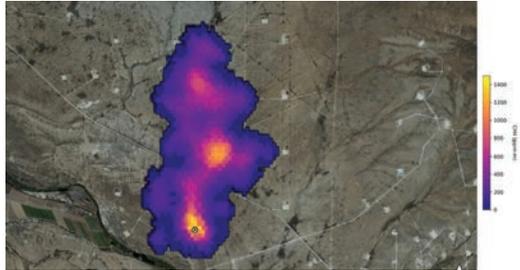
Dans certains pays, l'industrie pétrolière possède un grand nombre d'installations et est géographiquement très étendue. La détection de méthane par avion permet d'analyser des zones contenant des centaines, voire des milliers de sites par jour, et les exploitants y ont de plus en plus recours. Il existe des différences de performances entre les technologies, avec des limites de détection du méthane comprises entre 3 et 50 kg/h et une géolocalisation précise des émissions détectées, de l'échelle de l'équipement à celle du site. Les technologies utilisant des avions permettent une identification relativement rapide des sources d'émission principales dans des zones géographiques étendues. Il existe toutefois des compromis chez les prestataires entre le nombre de sites analysés et les niveaux de détection.

Les fournisseurs peuvent nécessiter un certain nombre de clients d'ancrage pour justifier le coût d'une campagne de surveillance et l'obtention d'une autorisation délivrée par les autorités aériennes concernées pour survoler de nouvelles régions. Au sol, les exploitants doivent souvent être prêts à réaliser le suivi des émissions détectées en les confirmant à l'aide d'une solution comme l'OGI ou d'autres types d'informations opérationnelles pour comprendre les sources détectées et les solutions disponibles d'atténuation du problème.

Tableau 9.1 : Exemples de détection par des technologies différentes de surveillance.

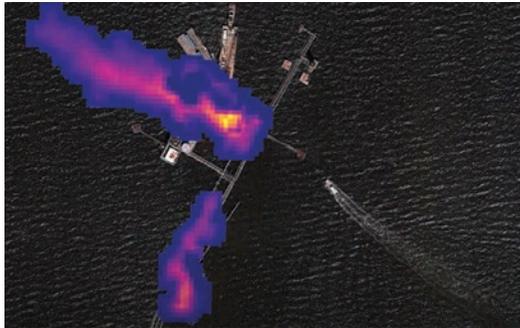
Surveillance épisodique

Satellite



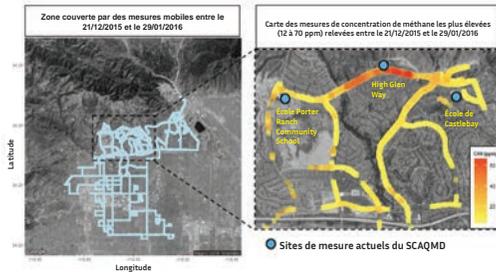
Source : NASA/JPL-CalTech

Aérienne



Source : Carbon Mapper

Mobile



Source : South Coast Air Quality Management District (SCAQMD), État de Californie⁹⁶

Surveillance épisodique

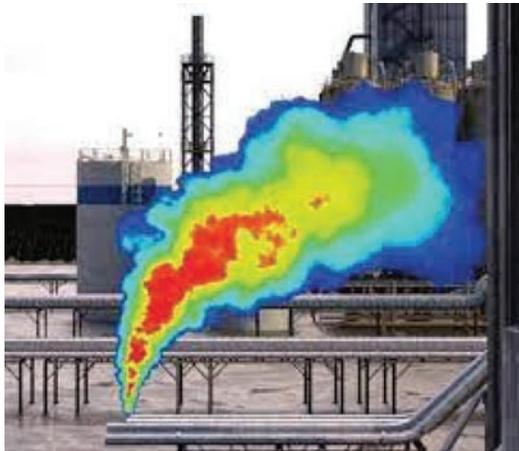
Caméra manuelle



Source : EPA des États-Unis⁹⁷

Surveillance continue

Caméra fixe



Source : Honeywell

Détecteurs fixes



Source : Honeywell⁹⁸

Une surveillance nécessaire aux cadres réglementaires

Comme abordé plus en détail dans le *Chapitre 5 : Détection et réparation des fuites*, la plupart des programmes LDAR des réglementations actuelles ont adopté une approche normative qui nécessite une surveillance par des instruments, mais n'impose généralement pas de mesures actives. La détection et réparation des fuites nécessite, par exemple, des technologies de détection comme des caméras OGI ou la méthode 21 de l'EPA. Toutefois, elle n'impose généralement pas de technologie pour quantifier l'ampleur des fuites détectées.

Les réglementations reposant sur les performances et des critères économiques nécessitent habituellement des mesures solides et un régime de déclaration s'appuyant sur des mesures et une surveillance actives. Alors que les mesures économiques sont courantes dans le domaine de l'environnement, seules quelques-unes concernent le méthane. La loi américaine sur la réduction de l'inflation⁹⁹ de 2022 fixe une taxe sur les émissions de polluants s'appliquant aux rejets de méthane issus des activités de différents pans du secteur pétrolier et qui dépassent certains seuils de volumes d'émissions. Il existe aussi quelques rares exemples d'intégration du méthane dans les mécanismes de tarification des GES. La Norvège applique une taxe sur les émissions de CO₂ et de méthane¹⁰⁰ pour les émissions offshore de l'industrie pétrolière. Les projets de réduction des émissions de méthane sont également éligibles aux crédits carbone dans certains cas, notamment dans le système de plafonnement et d'échanges californien et dans certains projets certifiés par le Mécanisme de développement propre (MDP) du protocole de Kyoto.

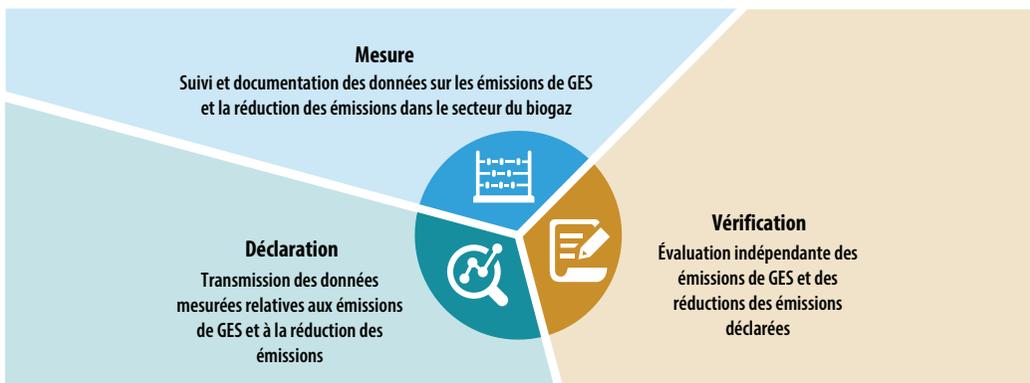
Certaines dispositions économiques ou de performance reposent sur des mesures indirectes supposées correspondre aux émissions. Le Massachusetts a édicté une réglementation visant à réduire les émissions de méthane des conduites

d'acheminement du gaz à l'aide d'exigences de performance applicables à chaque entreprise, les émissions étant estimées en fonction des facteurs d'émission des matériaux des différentes conduites précisés dans la loi.¹⁰¹

Comme les technologies évoluent rapidement, les régulateurs doivent réfléchir à la possibilité d'inclure dans les mesures réglementaires actuelles des exigences qui améliorent la qualité des données et des déclarations, afin de poser les bases de réglementations plus efficaces s'appuyant sur les performances et des mesures économiques.¹⁰²

Éléments à prendre en compte pour les protocoles de surveillance, de déclaration et de vérification

La surveillance, la déclaration et la vérification sont souvent désignées collectivement par le sigle « MRV » (de l'anglais « Monitoring, Reporting, and Verification »), mais chacune de ces activités possède sa propre signification. La surveillance désigne la création de données à travers la mesure des émissions. La déclaration désigne la transmission de ces données. La vérification désigne, quant à elle, l'évaluation indépendante de ces données d'émission. L'Initiative mondiale sur le méthane (GMI) dispose d'une excellente synthèse des MRV (qu'elle appelle « mesure, déclaration et vérification ») qui contient l'illustration suivante :¹⁰³



Profils de coûts. Les technologies qui fournissent une détection périodique des émissions tendent à avoir des profils de coûts différents. Les campagnes d'imagerie optique des gaz et de détection par drone possèdent souvent une composante de coûts d'exploitation et en capital à la charge des exploitants. Dans le même temps, les solutions utilisant des aéronefs et des satellites commerciaux sont habituellement financées par des frais de service par site qui intègrent la totalité des coûts. Les technologies qui peuvent être installées en permanence et fournissent une surveillance quasi continue (p. ex. les caméras) peuvent nécessiter un investissement de départ en capital pour une entreprise.

Efficacité. La fréquence des inspections (annuelle, trimestrielle...) influence le potentiel de réduction des émissions d'un programme LDAR. En outre, les campagnes LDAR sont principalement utiles pour détecter les émissions associées à un défaut ou un dysfonctionnement des équipements. Même les campagnes fréquentes de détection de fuites peuvent passer à côté de rejets causés par des défaillances des procédés. Si les technologies ne sont pas aussi largement déployées, la surveillance continue peut être plus efficace pour détecter ces types d'émissions accidentelles.

Obstacles réglementaires. Certains pays ont interdit l'utilisation privée de drones et le recours non gouvernemental à l'imagerie

par satellite, ou établi des zones interdites au survol autour d'infrastructures essentielles. Ces lois peuvent empêcher certaines technologies d'être utilisées pour détecter des émissions de méthane, ce qui limite le nombre de solutions de détection à la disposition des exploitants et décourage le déploiement de nouvelles technologies.

Exigences de formation. Certaines technologies de surveillance nécessitent une formation et une expérience spécifiques pour être utilisées. Des études ont montré que l'expérience était indispensable pour qu'un technicien acquière la compétence nécessaire pour détecter des fuites lorsqu'il réalise une campagne LDAR.¹⁰⁴

Indépendance de l'entreprise réalisant la campagne de détection. Certains programmes LDAR autorisent l'exploitant à décider s'il préfère employer son propre personnel ou une entreprise extérieure pour réaliser la campagne de détection. Certaines parties prenantes sont convaincues que les entreprises indépendantes auront plus d'intérêt à trouver et documenter des fuites qu'un employé de l'exploitant qui aura conscience des coûts de réparation.

Aides disponibles pour les gouvernements

Il existe de nombreuses organisations qui peuvent venir en aide aux gouvernements pour détecter et estimer les niveaux d'émission au moyen de différentes solutions technologiques.

Le programme d'études scientifiques sur le méthane du CCAC, coordonné par le Fonds de défense de l'environnement, peut fournir des études ponctuelles des régions pétrolières et gazières à l'aide de relevés aériens. Ce programme offre habituellement un aperçu des débits d'émission totaux dans la région étudiée pendant quelques jours. Il se peut cependant que les informations délivrées ne soient pas suffisantes pour

comprendre pourquoi les émissions mesurées sont différentes de celles attendues.

Le Programme des Nations Unies pour l'Environnement (PNUE) a recours au programme MARS (Methane Alert and Response System) pour collecter les données de détection des grosses émissions de méthane par les satellites publics existants, susceptibles de repérer les super-émetteurs. La technologie actuelle des satellites permet de mieux sonder les régions à terre, situées en plaine et à une latitude moyenne¹⁰⁵ que les actifs se trouvant en mer ou dans des régions équatoriales ou polaires.

Les missions à venir du satellite financé par le mécénat MethaneSAT, qui seront dirigées par le Fonds de défense de l'environnement et Carbon Mapper pourraient accroître le nombre de surveillances des émissions de méthane par satellite, en libre accès, dans les régions clés (augmentation de la fréquence d'observation) et améliorer la granularité spatiale, les limites de détection et la capacité à surveiller les actifs en mer. Les données recueillies par ces satellites seront publiées sur des portails en ligne et accessibles au grand public pour pouvoir être utilisées par différentes parties prenantes.



Étude de cas : Methane Alert and Response System (MARS)

L'Observatoire international des émissions de méthane (IMEO) du PNUE a lancé MARS (Methane Alert and Response System), le premier système mondial à fournir des données satellite actionnables et transparentes sur les émissions de méthane, pratiquement en temps réel. MARS est conçu pour accélérer la réduction des émissions de méthane (notamment pour soutenir le Global Methane Pledge) en détectant les grosses sources d'émission de méthane anthropiques à l'aide de données satellite, en informant les parties prenantes concernées, en évaluant et en atténuant les émissions accidentelles isolées, et en assurant le suivi des événements non souhaités, notamment en rendant les données publiques.

MARS exploite des données par satellite de pointe pour identifier rapidement les émissions majeures, avertir et impliquer les pays et les exploitants, soutenir l'atténuation des émissions et suivre l'évolution dans le temps. Alors que son modèle opérationnel complet est toujours en cours de développement, au moment de la rédaction de ce manuel, la phase initiale de MARS doit se concentrer sur la détection et l'attribution spécifique des émissions dans le secteur de l'énergie, puis sur l'identification et la notification des parties prenantes concernées parmi les interlocuteurs gouvernementaux et les entreprises qui ont rejoint le Partenariat Pétrole et Gaz Méthane 2.0 (OGMP 2.0) de l'IMEO. Les pays peuvent nommer un interlocuteur qui recevra les notifications du PNUE contenant des informations pertinentes pour permettre d'atténuer les émissions et à qui il sera demandé de transmettre toute information relative aux mesures prises.

Une fois le système pleinement opérationnel, le PNUE prévoit de créer les données et les analyses de détections spécifiques à travers MARS et de rendre publique la réponse du gouvernement et de l'exploitant dans les 45 à 75 jours suivant la détection. L'impact final du programme MARS dépendra du financement disponible pour réaliser des observations durables par satellite et livrer des informations actionnables pour orienter la notification des super-émetteurs, l'évaluation des rejets et leur atténuation.



Ressources utiles

L'Observatoire international des émissions de méthane

<https://www.unep.org/explore-topics/energy/what-we-do/methane/imeo-action>

Ce programme de l'ONU « sert de catalyseur pour la collecte, la réconciliation et l'intégration de données empiriques sur les émissions de méthane acquises en temps quasi réel afin d'offrir une transparence climatique sans précédent et les informations nécessaires pour réduire les émissions de ce puissant gaz à effet de serre ».

Carbon Mapper

<https://carbonmapper.org/>

Carbon Mapper est une initiative à but non lucratif, en partenariat avec l'État de Californie et le Jet propulsion Laboratory de la NASA, qui œuvre pour « offrir un service rapide de détection des fuites de méthane aux régulateurs et aux exploitants d'installations » par une technologie de télédétection. Elle a pour objectif de lancer deux satellites en 2023 pour offrir un large accès à ces données.

MethaneSAT

<https://www.methanesat.org/>

Cette initiative du Fonds de défense de l'environnement prévoit le lancement d'un satellite début 2024. Elle promet d'identifier les grands panaches de méthane « pratiquement partout sur Terre », tout en faisant remarquer que « la réduction des émissions de méthane dans le secteur pétrolier constitue la mesure la plus rapide et au plus fort impact pour ralentir la vitesse actuelle du réchauffement climatique ».



Climate Trace

<https://climatetrace.org/>

Ce partenariat fournit gratuitement des données en libre accès sur les émissions connues et leurs estimations, notamment le méthane. Il donne aux pays et régions une idée générale, mais instantanée, de leur profil d'émissions de méthane.

NASA EMIT

<https://earth.jpl.nasa.gov/emit/data/data-portal/Greenhouse-Gases/>

À l'aide d'un instrument fixé sur la station spatiale internationale, la NASA cartographie les panaches importants de méthane avec une couverture mondiale limitée. Cet outil peut identifier certains panaches d'une région, mais il n'est pas exhaustif ni fréquemment actualisé.

TROPOMI

<https://www.tropomi.eu/data-products/methane>

TROPOMI est un instrument embarqué sur le satellite Sentinel-5 Precursor du programme Copernicus de l'Agence spatiale européenne qui fournit des données sur les émissions de méthane.

Satellite Point Source Emissions Completeness Tool (SPECT) (Rocky Mountain Institute)

<https://rmi.org/clean-energy-101-methane-detecting-satellites/>

L'outil SPECT est conçu pour aider ses utilisateurs à comparer l'exhaustivité des données des satellites concernant « l'identification et le suivi des super-émetteurs de méthane ».

Initiative mondiale sur le méthane 2023 : ressources sur le secteur pétrolier <https://www.globalmethane.org/oil-gas/index.aspx>

De nombreuses technologies émergentes offrent différents types de détection des émissions. Plusieurs ressources, notamment GTI Energy,¹⁰⁶ la collaboration de membres de l'IPIECA, l'OGCI et l'IOGP¹⁰⁷, et l'expérience de certaines entreprises (comme Chevron)¹⁰⁸ offrent des informations sur les types de technologies disponibles et leurs contreparties.

10. Garantir la conformité

Éléments à retenir

- Les systèmes de conformité réglementaire relatifs aux exigences de réduction des émissions de méthane peuvent inclure des sanctions et des récompenses.
- Ils peuvent aussi comprendre les types de structures de surveillance, de déclaration et de responsabilité publique pour faciliter leur application automatique par les exploitants afin que les régulateurs ne s'appuient pas uniquement sur des mesures coercitives.
- Pour concevoir un programme de conformité réglementaire, les régulateurs peuvent donc faire appel à de nombreuses solutions.
- Les mesures coercitives incitent à se conformer à la réglementation et mettent les acteurs sur un pied d'égalité en offrant une menace crédible de sanction en cas de non-respect. Les programmes de transparence s'appuyant sur l'obligation de surveillance et de déclaration assurent une fonction similaire.

Les approches traditionnelles de conformité réglementaire peuvent inclure des sanctions dissuasives en cas de non-respect et des incitations visant à récompenser ceux qui respectent les exigences réglementaires. Cette approche du bâton et de la carotte peut être utilisée par les régulateurs afin de concevoir et de déployer des programmes de conformité.

L'efficacité des sanctions et des mesures incitatives est étroitement liée à la force du régime faisant appliquer les réglementations. Quand leur application est cohérente et prévisible, les exploitants ont tendance à prendre des mesures assurant leur mise en conformité et à éviter celles provoquant un non-respect de la réglementation. Il peut également arriver que le nombre de sources potentielles de méthane dépasse largement les ressources disponibles pour faire respecter la réglementation. Des programmes efficaces de réduction des émissions de méthane ne devraient donc pas uniquement reposer sur une approche coercitive. Les régulateurs peuvent

inciter les exploitants à réduire leurs émissions par des règles imposant la surveillance, la déclaration électronique, le recours à des outils de surveillance appartenant à des tiers afin d'identifier les émissions accidentelles importantes, la prise de responsabilité vis-à-vis du public, l'utilisation d'automates quand cela est possible et d'équipements non défectueux.

-  **Sensibilisation et promotion de la conformité**
-  **Audits et certification par des tiers**
-  **Exigences relatives aux avis**
-  **Exigences en matière de déclaration et de tenue de registres**
-  **Contrôle de la conformité, p. ex. par des inspections, des études dans le périmètre, la télédétection**
-  **Sanction en cas de non-respect**

Figure 10.1 : Icônes représentant les activités de mise en conformité pour réduire les émissions de méthane.

Communiquer les attentes

La clarté et la portée de la réglementation sur les acteurs concernés du marché sont des éléments essentiels pour qu'un régime de mise en conformité soit efficace.

Pour des besoins de clarté, les régulateurs peuvent adopter une approche par catégories dans laquelle les exigences sont fixées dans la réglementation, les orientations opérationnelles sur la mise en œuvre de la réglementation sont présentées dans des

guides, et des explications supplémentaires sont partagées par le biais des médias, de formations et de partage des connaissances entre pairs.

La portée de la campagne des régulateurs doit chercher à atteindre uniquement les acteurs principaux du secteur pétrolier, comme les exploitants de champs et d'installations, mais aussi d'autres protagonistes incontournables, comme des sous-traitants, des services de surveillance, des sociétés d'audit ou de comptabilité. En recherchant une bonne compréhension des exigences réglementaires dans l'industrie, tout en adoptant des règles qui forcent les mauvais élèves à se soumettre au regard critique du grand public et à lui rendre des comptes, le régulateur peut établir une culture de la conformité qui s'autoalimente, avec des acteurs qui s'encouragent mutuellement à agir correctement.

Contrôle de la conformité.

La détection des transgressions constitue un élément critique des systèmes efficaces d'assurance de la conformité. Les réglementations peuvent établir des critères d'autorégulation pour les entreprises qui viennent compléter leur application. Une réglementation sur la réduction des émissions de méthane peut aussi inclure un processus permettant la participation du grand public. Cependant, il existe plusieurs possibilités pour déterminer qui réalise la surveillance entre le gouvernement national, le gouvernement régional/local ou un organisme privé prestataire. Clairement identifier une autorité pour ces activités permet d'éviter toute ambiguïté et de réduire les risques de contentieux.

Incitations à l'autorégulation

Même si cela peut sembler contre-intuitif, l'expérience dans de nombreux marchés à travers le monde a montré que les entreprises pouvaient répondre favorablement aux incitations qui les encouragent à reconnaître volontairement leurs erreurs. Par exemple, les régulateurs peuvent s'engager à pénaliser moins

sévèrement les non-respects de la réglementation identifiés, rapidement signalés et corrigés dans les plus brefs délais par les entreprises que ceux qui ne sont pas signalés.¹⁰⁹ Les exploitants possédant un bon historique de conformité peuvent bénéficier d'une fiscalité avantageuse, de crédits carbone ou d'aménagements de prix. En plus de transférer certains coûts de surveillance aux entreprises, ces stratégies encouragent les exploitants à agir rapidement pour limiter les effets du non-respect des réglementations au lieu d'attendre une intervention réglementaire.

Conformité et stratégies de surveillance

Il existe de nombreuses approches de surveillance pour l'application des réglementations sur le méthane. Un programme efficace peut les utiliser toutes.

Autocontrôle. Imposer aux entreprises de surveiller leurs propres émissions permet d'atteindre deux objectifs en même temps : les entreprises connaissent leurs émissions (la première étape pour y remédier) et elles savent que le gouvernement (mais aussi le public) les connaît également.

L'inspection doit être comprise comme une action gouvernementale visant à contrôler la conformité. La réglementation peut établir des exigences d'inspection, comme le contrôle des registres de certification, la prise d'échantillons ou le dialogue avec le personnel de l'entreprise pour vérifier la conformité. Comme le nombre de sources à contrôler est normalement beaucoup plus élevé que ce que le gouvernement peut inspecter, les inspections devraient se concentrer sur les sources désignées comme les plus problématiques par les données.

Surveillance des émissions par des tiers. Il existe aujourd'hui de nombreuses entreprises capables de surveiller les émissions de méthane à partir de satellites et de survols aériens, et d'attirer l'attention sur les plus importantes d'entre elles. Les gouvernements peuvent profiter de cette expertise en intégrant

les données de ces tiers dans leurs programmes. Si un tiers identifie des émissions importantes et que le gouvernement impose aux entreprises de prendre des mesures pour y remédier, des compétences extérieures peuvent se joindre à l'autorité gouvernementale pour les réduire.

Les audits réalisés par des tiers (différents de la surveillance des émissions par des tiers précédemment abordée) font appel à des spécialistes ou des organismes indépendants pour évaluer l'exactitude des informations fournies au régulateur par les exploitants pétroliers et gaziers. Ce type de soutien peut-être avantageux quand un régulateur national n'a pas établi sa propre capacité d'audit. Cependant, il nécessite tout de même que le régulateur gère la certification et assure l'indépendance des auditeurs tiers. Par exemple, les auditeurs tiers doivent être contrôlés pour éviter les conflits d'intérêts et disposer de la compétence nécessaire pour réaliser les audits de conformité environnementale. Une solution éprouvée pour améliorer l'indépendance et donc, l'exactitude des audits réalisés par des tiers, consiste à nommer les auditeurs de manière aléatoire à partir d'une liste approuvée. Il est important de noter que la conformité est déterminée par le régulateur et que les audits réalisés par des tiers doivent être contrôlés avec soin en laissant aux exploitants la possibilité d'y contribuer. L'Argentine et le Mexique imposent aux auditeurs tiers de contrôler les rapports des entreprises.¹¹⁰

Les études dans le périmètre permettent une inspection distante dans les situations où l'inspection sur site est difficile. Des instruments de mesure au sol ou aériens peuvent sonder les sites pour détecter des émissions de méthane potentielles. Des tiers peuvent réaliser des campagnes de télédétection pour identifier également de grosses émissions accidentelles. Le résultat de ces campagnes peut indiquer un besoin de suivi avec l'exploitant ou d'inspection sur site.

La mesure des déclarations électroniques et les autres rapports de conformité peuvent améliorer de manière conséquente

l'efficacité des efforts de mise en conformité et permettre une transparence beaucoup plus importante, indispensable pour une stratégie de mise en conformité. Des outils digitaux peuvent alléger le fardeau administratif lié à la conformité, en particulier pour les grosses opérations qui génèrent des données volumineuses. Intégrer l'automatisation et l'intelligence artificielle permet de réduire le nombre d'erreurs dans les déclarations et d'accélérer l'identification des possibilités d'amélioration de la conformité et, potentiellement, des irrégularités

Les gouvernements disposent de nombreuses options parmi la grande variété de stratégies réglementaires favorisant la conformité.

L'inspection doit être comprise comme une action gouvernementale visant à contrôler la conformité. La réglementation peut établir des exigences d'inspection, comme le contrôle des registres de certification, la prise d'échantillons ou le dialogue avec le personnel de l'entreprise pour vérifier la conformité.

Les audits réalisés par des tiers font appel à des spécialistes ou des organismes indépendants pour évaluer l'exactitude des informations fournies au régulateur par les exploitants pétroliers et gaziers. Ce type de soutien peut-être avantageux quand un régulateur national n'a pas établi sa propre capacité d'audit. Cependant, il nécessite tout de même que le régulateur puisse gérer la certification et assurer l'indépendance des auditeurs tiers. Par exemple, les auditeurs tiers doivent être contrôlés pour éviter les conflits d'intérêts et disposer de la compétence nécessaire pour réaliser les audits de conformité environnementale. Il est important de noter que la conformité est déterminée par le régulateur et que les audits réalisés par des tiers doivent être contrôlés avec soin en laissant aux exploitants la possibilité d'y contribuer. L'Argentine et le Mexique exigent que des auditeurs tiers contrôlent les rapports des entreprises.

Les études dans le périmètre permettent une inspection à distance dans les situations où l'inspection sur site est difficile. Des instruments de mesure au sol ou aériens peuvent sonder les sites pour détecter des émissions de méthane potentielles. Le résultat de ces campagnes peut indiquer un besoin de suivi avec l'exploitant ou d'inspection sur site.

La digitalisation des mécanismes de mesure et de déclaration peut servir à améliorer l'efficacité des efforts de mise en conformité. Des outils digitaux peuvent alléger le fardeau administratif lié à la conformité, en particulier pour les grosses opérations qui génèrent des données volumineuses. Intégrer l'automatisation et l'intelligence artificielle permet de réduire le nombre d'erreurs dans les déclarations et d'accélérer l'identification des possibilités d'amélioration de la conformité et, potentiellement, des irrégularités.

Les gouvernements disposent de nombreuses solutions pour récompenser (les incitations) ou réprimer (les sanctions). Celles-ci peuvent se combiner sous forme de pyramides, comme illustré ci-dessous.

réglementations sur la réduction des émissions de méthane a besoin d'une autorité juridique claire pour améliorer la crédibilité de ses efforts de mise en application. Cela comprend l'autorité pour les inspections et sanctions, disposant du pouvoir d'imposer des mesures proportionnées pour inciter à respecter la réglementation.

Des lettres d'avertissement peuvent informer une entreprise d'irrégularités détectées et lister les étapes spécifiques à suivre pour se mettre en conformité avec la réglementation. Ces lettres permettent au régulateur de dialoguer avec l'entreprise pour corriger les infractions et se mettre en conformité avec la réglementation de manière coopérative. Une sanction officielle peut être limitée aux cas où une lettre d'avertissement ne suffirait pas à corriger le problème.

Avant la sanction officielle, il est indispensable d'évaluer la dimension du non-respect de la réglementation à partir de nombreux facteurs, notamment :

- le préjudice réel ou potentiel ;
- l'importance du non-respect des exigences ;
- l'historique de conformité du mis en cause ;
- si la non-conformité a été déclarée par l'exploitant ou découverte lors d'une inspection.

Ces facteurs peuvent aussi influencer l'ampleur de la sanction civile. L'objectif général consistant à s'assurer que les contrevenants ne tirent aucun avantage financier d'une non-conformité peut aussi influencer sur la détermination de la sanction appropriée. Une possibilité déterminante pour améliorer les performances grâce à la mise en application de la réglementation consiste à imposer que les entreprises en infraction se mettent en conformité, mais également qu'elles réduisent leurs émissions futures. Concrètement, cela consisterait à les obliger à restaurer l'environnement en plus de payer une amende qui recouvre l'intégralité de l'argent économisé en ne respectant pas la réglementation et qui soit suffisante pour décourager d'autres non-conformités à l'avenir.

Une bonne conception réglementaire devrait inclure un mécanisme par lequel un exploitant pourrait contester ou questionner les mesures appliquées, y compris les mesures correctives et les sanctions. Les contraintes financières ne constituent pas une raison valable de ne pas respecter la réglementation. Si une entreprise détermine qu'une installation n'a pas les moyens de fonctionner en conformité, elle peut éviter des sanctions futures en choisissant de fermer cette installation. Toutefois, dans certaines régions, une sanction peut être revue à la baisse lorsque les registres financiers officiels d'une entreprise confirment son incapacité à payer. Autrement, une entreprise peut être autorisée à échelonner ses paiements sur une période définie lorsqu'elle peut prouver que le paiement de la sanction l'empêcherait de régler ses dépenses commerciales ordinaires et nécessaires.

Plan d'inspection

L'article suivant présente quelques questions importantes que peut utiliser un régulateur pour créer son plan d'inspection afin de garantir le respect des réglementations de réduction des émissions de méthane.

Comme les ressources d'inspection seront toujours limitées, il est primordial d'inspecter en priorité les infractions les plus importantes en matière d'émission, les contrevenants récidivistes et les entreprises rejetant historiquement de grosses émissions.

Créer un plan d'inspection

Objectifs

- Quel est l'objet de l'inspection ?
- Quel est le résultat attendu ?

Tâches

- Quelles informations seront contrôlées (p.ex. permis, licences, réglementations, rapports d'inspections précédentes et informations sur l'historique de conformité) ?
- Quelle coordination est requise avec le personnel de détection, d'autres programmes environnementaux, des juristes ou des agences gouvernementales ?

Procédures

- Quels procédés spécifiques d'une installation seront inspectés ?
- Les inspecteurs ont-ils établi un droit d'entrée sur l'installation ?
- L'inspection nécessitera-t-elle des procédures particulières ?
- Est-ce qu'un plan d'assurance qualité/contrôle qualité a été créé et mis en œuvre ?
- Quels sont les équipements nécessaires ?
- Quelles sont les responsabilités de chaque membre de l'équipe ?

Ressources

- Quel est le personnel requis ?
- Un plan de sûreté a-t-il été créé et mis en œuvre ?

Calendrier

- Quelles seront les exigences temporelles des activités d'une mission d'inspection ?
- Quelles seront les priorités ? Quels sont les éléments obligatoires et facultatifs à réaliser ?



Ressources utiles sur la manière d'assurer la conformité

International Network for Environmental Compliance and Enforcement (INECE) : Principes d'une mise en œuvre de la réglementation efficace pour l'environnement. <https://inece.org/>

Agence de protection de l'environnement des États-Unis (EPA) : politique d'application des mesures coercitives et politique d'audit de l'EPA. <https://www.epa.gov/enforcement/enforcement-policy-guidance-publications>

Agence de protection de l'environnement des États-Unis (2022) : conformité de nouvelle génération. <https://www.epa.gov/compliance/next-generation-compliance>

11. Financement de la réduction des émissions de méthane

Éléments à retenir

- Les solutions pour réduire les émissions de méthane présentent les meilleurs avantages par dollar de capital investi, mais sont sous-financées à travers le monde.
- Des flux de financement suffisants sont nécessaires pour réduire les émissions de méthane dans le secteur pétrolier.
- Il est indispensable d'investir dans des solutions techniques et des activités pour profiter de la réduction des émissions de méthane. Un financement inefficace des coûts accessoires (*soft costs*) pourrait sérieusement enrayer le déploiement de solutions techniques.
- Les sources de financement comprennent les institutions financières de développement (DFI), les mécanismes de financement spécifiques pour le climat et les émetteurs d'obligations vertes (*green bonds*).
- Le Global Methane Pledge peut participer à l'intégration de la réduction des émissions de méthane dans l'architecture financière pour le climat.
- Les émissions de méthane constituent une forme de déchet, mais en l'absence de prix fixé pour les GES, il n'est pas rentable de réparer ou d'éviter toutes les sources d'émission.
- Certaines entreprises peuvent n'utiliser volontairement que le méthane qui était auparavant gaspillé et qui présente le potentiel d'investissement le plus attractif. Dans de nombreux pays, les gouvernements auront besoin d'une réglementation pour mener une action de réduction des émissions de méthane.

Saisir l'occasion de réduire les émissions de méthane dans le secteur pétrolier nécessitera un investissement important. Alors que 39 % des émissions de méthane proviennent du secteur de l'énergie, ce dernier ne bénéficie que de 0,8 % du financement de la réduction des émissions de méthane. Comblar ce fossé financier nécessitera la participation du secteur public, des gouvernements nationaux, des institutions multilatérales et des fonds de financement pour le climat. Le présent chapitre aborde ces sources de financement, leurs approches pour financer la réduction des émissions de méthane et les études

de cas illustrant des exemples pratiques de la manière dont ce financement peut accélérer les efforts de réduction des émissions.

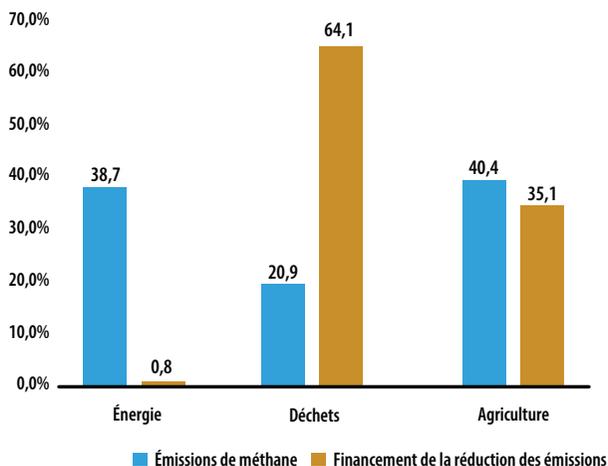


Figure 11.1 : Répartition, en pourcentages, du financement de la réduction des émissions et des émissions de méthane par secteur.^{112, 113}

Le fossé financier

Les mesures de réduction des émissions de méthane sont sous-financées.¹¹⁴ D'après le Global Methane Pledge, le méthane représente 17 % des émissions globales de GES provenant de l'activité humaine. Pourtant, moins de 2 % du total des flux de financement pour le climat lui sont octroyés (soit environ 11 milliards d'USD en 2019/2020). Plus de 100 milliards d'USD sont nécessaires chaque année, soit une augmentation au minimum 10 fois supérieure au niveau actuel.¹¹⁵ Le secteur des carburants fossiles qui possède le potentiel le plus élevé d'atténuation des émissions de méthane d'ici 2030 est celui qui a reçu le financement le plus faible pour réduire ses émissions.

Selon une estimation de l'AIE, il faudrait un investissement total d'environ 100 milliards d'USD d'ici 2030 pour atteindre une réduction d'environ 75 % des émissions dans le secteur de l'énergie.¹¹⁶ Si l'on tient compte des avantages d'une réduction des émissions de méthane dans le secteur pétrolier, ce fossé financier constitue un défi prioritaire.

À quoi est destiné ce financement ?

Juguler les émissions de méthane nécessite d'investir dans des infrastructures et dans l'environnement qui les accueille : politiques, lois, réglementations et contrats, y compris les structures d'incitation et de sanction, pour réduire les émissions de méthane.

Infrastructures. Les mesures de réduction des émissions de méthane visent les sources existantes et les nouvelles sources d'émissions potentielles. Alors qu'il est logique de cibler en urgence les sources ponctuelles importantes, un financement est également nécessaire pour éviter de nouvelles sources d'émissions. Le financement d'infrastructures de réduction des émissions de méthane pourrait ainsi inclure des interventions pour :

- éviter ou empêcher des émissions de méthane de se produire, par exemple en concevant des infrastructures répondant aux nouvelles normes ;
- utiliser le méthane : des projets qui captent ce gaz, puis l'utilisent ou le réinjectent ;
- réduire les niveaux actuels d'émission.

Environnement favorable. Le financement de la réduction des émissions de méthane englobe l'assistance technique pour développer les capacités. Par exemple, développer les marchés nationaux du gaz nécessite une assistance technique importante et peut contribuer à la réduction des émissions de méthane des projets pétroliers.

Sources de financement

Le financement des solutions de réduction des émissions de méthane dans le secteur pétrolier peut être réalisé sur une base spécifique au secteur ou dans le cadre d'un financement national relatif au changement climatique. Voici certaines des principales sources de financement des solutions de réduction des émissions de méthane :

Institutions financières de développement (DFI). Les DFI se concentrent sur le développement et sont plus actives sur les marchés avec un accès limité à la finance privée ou pour les projets ne disposant pas d'une base commerciale ferme. Elles peuvent obtenir des tarifs avantageux, proposer des prêts à long terme, offrir plus de transparence et protéger les investisseurs dans les domaines à haut risque. Elles sont aussi souvent volontaires pour prendre des risques techniques sur les technologies émergentes en lien avec leurs objectifs de réglementation, notamment pour atténuer le changement climatique. Elles visent à soutenir les objectifs gouvernementaux et à offrir des financements pour les projets dans leur giron. Les DFI posent généralement des conditions environnementales et sociales exhaustives à respecter pour bénéficier de leur soutien.

Fonds pour le climat. Plusieurs DFI administrent des fonds pour le climat afin de promouvoir le déploiement rapide de technologies bas carbone, en se concentrant sur les énergies renouvelables. Il s'agit notamment du Fonds vert pour le climat, du Fonds pour l'environnement mondial, du Global Methane Hub et des Fonds d'investissement climatiques (le Fonds pour les technologies propres et le Fonds stratégique pour le climat). La capacité de ces fonds à prêter à des taux inférieurs à ceux du marché (financement concessionnel) constitue leur principal avantage. Ces prêts améliorent la structure en capital d'investissement dans le méthane en réduisant le coût de financement. Ces fonds disposent aussi d'importantes capacités de crédit. Par exemple, le Global Methane Hub est un organisme philanthropique qui propose un financement direct aux projets de réduction des émissions de méthane et a levé plus de 340 millions d'USD.

Organismes de crédit à l'exportation (ECA) Le gouvernement d'un pays crée un ECA pour promouvoir l'exportation de ses biens et services. Ces organismes peuvent être en capacité de soutenir les transactions destinées à des solutions, logiciels et technologies de réduction des émissions de méthane quand ces transactions impliquent des importations du marché de ces ECA. Ils protègent la transaction par une assurance ou à l'aide d'une garantie de paiement direct, en offrant une couverture des risques commerciaux et politiques. Quand ces organismes sont impliqués, les exportateurs offrent volontiers des conditions commerciales plus compétitives. En outre, les ECA peuvent fournir une protection appropriée quand les prêteurs sont plus réticents à assumer des risques politiques.

Compagnies pétrolières. Ces entreprises peuvent être incitées à financer des mesures de réduction des émissions quand la valeur de cette réduction, en termes de méthane supplémentaire capté, ou d'évitement de sanctions réglementaires, est supérieure aux coûts. Plusieurs multinationales pétrolières ont consacré des parts de leurs budgets en capital à des projets visant à réduire leurs émissions de GES pendant l'exploitation, y compris celles de méthane. Ces programmes sont structurés de manière à ce que le capital finançant ces projets de réduction des émissions soit en concurrence avec d'autres projets internes de réduction des GES, mais pas avec d'autres utilisations de ce capital, comme le forage d'un puits. Comme l'industrie pétrolière est diverse, cette solution n'est pas toujours applicable à toutes les entreprises, les géographies ou les possibilités de réduction des émissions de méthane.

Compagnies pétrolières nationales (CPN). Dans les pays où les CPN sont des acteurs importants du secteur pétrolier (en tant qu'exploitants ou partenaires de joint venture), elles peuvent constituer une source de financement pour les projets de réduction des émissions de méthane. Les compagnies pétrolières nationales peuvent soutenir les projets de réduction des émissions de méthane en tant qu'investisseur, en réaffectant une part de leurs bénéfices non distribués, ou

en tant que prêteur, en réaffectant des fonds qui seraient sinon destinés au trésor public. Même quand les CPN n'ont pas les revenus nécessaires pour soutenir la réduction des émissions de méthane, les gouvernements peuvent tout de même choisir d'utiliser une CPN comme point de convergence du soutien financier public, à travers des allocations directes d'un budget central ou en prêtant de nouveau, quand le gouvernement emprunte, et en transférant les fonds aux utilités.

Banques commerciales et fonds de placement privés. Les prêteurs tels que les banques commerciales et les fonds de placement privés évaluent la viabilité commerciale des solutions d'investissement dans la réduction des émissions de méthane comme ils le font pour n'importe quel investissement. Ces prêteurs peuvent ne pas tenir compte de la valeur des avantages pour le climat comme le ferait une DFI. De nombreux prêteurs possèdent toutefois des objectifs ESG internes, y compris en matière de réduction des émissions de méthane. En outre, si les avantages de la réduction des émissions de méthane peuvent être monétisés (c.-à-d. en crédits carbone, avantages fiscaux...), ces incitations financières seront prises en compte dans l'évaluation de l'économie du projet par le prêteur.

Financement gouvernemental. Certains pays ont réussi à lever des fonds en obligations pour des infrastructures, y compris des obligations vertes pour des projets d'atténuation du changement climatique. La plupart des fonds publics continuent cependant à financer les programmes de réduction des émissions de méthane de l'agriculture. Certains gouvernements possèdent des mécanismes établis pour financer des projets de méthane spécifiques, comme le programme canadien relatif aux puits orphelins de 1,7 milliard de CAD pour aider à nettoyer les puits orphelins et abandonnés de pétrole et de gaz dans les régions de l'Alberta, de Saskatchewan et de Colombie-Britannique.¹¹⁷ Dans de nombreux pays en développement, cette solution peut ne pas exister en raison d'autres engagements de dépense fiscale du gouvernement, de niveaux de dette élevés et d'autres priorités de développement.

Tableau 11.1 : Mécanismes des financements pour le climat et institutions financières particulières.

| Institutions financières de développement (DFI) | |
|--|---|
| DFI multilatérales | Banque mondiale, Banque asiatique de développement, Banque européenne pour la reconstruction et le développement, Société financière internationale |
| DFI bilatérales | CDC Group (Royaume-Uni), Swedfund (Suède), Société financière internationale (États-Unis) |
| DFI nationales | Banque chinoise de développement, groupe bancaire allemand KfW, Export-Import Bank of India (Inde) |
| DFI infranationales | Fonds de garantie de Buenos Aires, Garanties et investissements en Basse-Autriche, Agence de développement de Rio de Janeiro |
| Mécanismes de financement spécifiques au climat | |
| Fonds multilatéraux consacrés à l'action climatique (CCNUCC) | Fonds d'adaptation de la CCNUCC, Fonds vert pour le climat, Fonds pour les pays les moins avancés et Fonds pour l'environnement mondial (GEF) |
| Fonds climatiques hors CCNUCC | Programme de renforcement des capacités du PNUD, Initiative en.lighten du PNUE |
| Fonds climatiques nationaux (NCF) | Fonds fiduciaires de lutte contre le changement climatique (Indonésie, Bangladesh), Fonds international pour le climat (Royaume-Uni), Initiative internationale sur le climat (IKI) (Allemagne) |
| Philanthropie | Fondation Rockefeller, Bloomberg Philanthropies, Fondation pour l'énergie, Fondation Ford, Global Methane Hub |

Émetteurs d'obligations vertes

| | |
|---------------------------------------|--|
| Banques de développement | Banque européenne pour la reconstruction et le développement, Banque mondiale, Banque africaine de développement, Banque européenne d'investissement |
| Émetteurs de titres liés aux actifs | Federal National Mortgage Association (Fannie Mae), Crédit Agricole CIB, Toyota |
| Émetteurs privés financiers | BNP Paribas, Bank of America, Bank of China, Morgan Stanley |
| Entités soutenues par un gouvernement | Agence japonaise de construction, transport et technologie ferroviaires, Agence indienne de développement des énergies renouvelables |
| Émetteurs souverains | La République des Fidji, le Gouvernement fédéral nigérian |
| Émetteurs privés non financiers | Canadian Solar, Tesla Energy, Beijing Enterprises Water Group |
| Gouvernements locaux | Administration métropolitaine de Tokyo (Japon), ville de Göteborg (Suède), MTA de New York (États-Unis), État du Connecticut (États-Unis) |

Tendances du financement

Il existe actuellement plusieurs tendances sur les marchés financiers mondiaux qui pourraient soit combler soit élargir le fossé financier dont est victime la réduction des émissions de méthane. Le financement de projets de réduction des émissions de méthane dans l'industrie pétrolière et gazière pourrait s'intensifier si les avantages de ces projets étaient plus manifestes. Il existe toutefois des défis à relever pour investir dans la réduction des émissions de méthane dans le secteur pétrolier en raison des objectifs liés à la transition énergétique et au changement climatique.

Rôle de la philanthropie. Avec une meilleure sensibilisation aux possibilités offertes par la réduction des émissions de méthane pour contribuer aux objectifs environnementaux, économiques, énergétiques et d'emploi, la philanthropie pourrait jouer un rôle plus significatif. Le Global Methane Pledge et les initiatives de financement qui lui sont associées pourraient servir de catalyseur à d'autres afin d'accroître la part du méthane dans le financement en faveur du climat.

Financements mixtes. Le financement privé des activités/projets de réduction des émissions de méthane est 40 % plus important que le financement public, ce qui contraste fortement avec les autres interventions liées au changement climatique où les financements publics jouent un rôle significatif. Il est probable qu'un mélange de financements publics, privés et philanthropiques voie le jour.

Coopération. Les réseaux de collectivités locales tirent parti des économies d'échelle pour lancer des activités en faveur du climat, comme des achats collectifs de technologies aux États-Unis et au Nigéria. Ce levier pourrait s'étendre aux solutions de réduction des émissions de méthane (p. ex. des solutions régionales pour utiliser le gaz associé afin de produire de l'électricité et de donner accès à l'énergie).

Exigences ESG. L'investissement environnemental, social et de gouvernance a écarté les gouvernements, les DFI, les banques commerciales et les autres entreprises privées de l'investissement dans le secteur pétrolier. Les principes ESG sont en cours de développement pour améliorer la déclaration des entreprises sur la façon dont leurs activités affectent le climat. Par exemple, le Groupe de travail sur la publication d'informations financières relatives au climat (TCFD, 2015) et le Conseil des normes de publication d'informations relatives au climat (2007) sont des initiatives conjointes d'acteurs privés, de banques centrales, de conseils de stabilité financière et de régulateurs nationaux pour créer des normes ESG et climatiques cohérentes pour encadrer la déclaration des entreprises.

Surveillance accrue des financements

Montrer que la réduction des émissions de méthane du secteur pétrolier permettra d'atteindre les objectifs climatiques et ESG pourrait permettre de débloquer des fonds.

Limitation des prêts internationaux pour les projets à forte intensité de carbone

Le 16 août 2021, le Département du Trésor des États-Unis a publié un guide réglementaire intitulé « Guidance on Fossil Fuel Energy at the Multilateral Development Banks (MDB) ». ¹¹⁸ Cette politique visait en premier lieu à annoncer l'opposition du gouvernement des États-Unis au « financement international d'une énergie à base de carburants fossiles à forte intensité de carbone », et en particulier son intention d'utiliser son rôle d'administrateur de plusieurs banques multilatérales de développement pour voter contre ces projets. Ce guide du Trésor est le dernier d'un nombre croissant de déclarations faites par les principaux donateurs qui s'opposent à l'utilisation du financement du développement pour soutenir des projets de carburants fossiles. Par exemple, cette politique indique sans équivoque que les États-Unis s'opposeront « aux projets amont de gaz naturel ». Il permet un soutien limité aux « projets de gaz naturel des secteurs intermédiaire et aval » des pays répondant aux conditions de l'IDA, à condition qu'ils incluent « des stratégies de réduction des gaz à effet de serre ». Cette nouvelle politique autorise, fort heureusement, une exception pour le financement des projets de réduction des émissions de méthane, mais avec des mises en garde importantes (emphasis dans l'original) :

« Nous sommes favorables au soutien des projets de captage, stockage et valorisation de CO₂ (CCUS) et de réduction des émissions de méthane par des investissements indépendants pour des projets existants de carburants fossiles, à condition de ne pas étendre la capacité du projet existant ni de prolonger de manière significative sa durée d'exploitation. »

Pour les pays cherchant à décrocher un financement de développement international pour des projets pétroliers, cela signifie qu'ils devront faire face à un examen de plus en plus minutieux de leurs propositions de projet et de leurs évaluations de faisabilité. Lors de la COP27, les pays qui représentent plus de la moitié des importations mondiales de gaz et un tiers des exportations mondiales de gaz ont récemment appelé à minimiser, dans toute la mesure du possible, le torchage, ainsi que les émissions de méthane et de CO₂ dans la chaîne d'approvisionnement. ¹¹⁹

Approches innovantes ou non traditionnelles. Les fonds souverains et d'investissement stratégique avec des objectifs climatiques ambitieux sont des sources potentielles de financement pour les projets de réduction des émissions de méthane. Pour des pays rencontrant des problèmes d'accès à l'énergie et de sécurité, lancer des projets de réduction des émissions de méthane cohérents avec la stratégie nationale de développement bas carbone et les plans de développement nationaux répond aux priorités d'accès à l'énergie tout en atténuant les émissions de méthane. Les obligations de transition et les prêts liés au développement durable sont des mécanismes émergents qui fournissent aux gros émetteurs de la flexibilité pour structurer leurs activités de financement.

Marchés du carbone. Les projets de réduction des émissions de méthane pourraient générer des revenus à travers les marchés du carbone s'ils sont bien conçus et structurés. Le défi actuel : les limites de la quantification de l'impact positif sur le climat pouvant se traduire par des permis d'émissions négociables. Il s'agit d'un véritable obstacle pour les émissions fugitives, car il est difficile de déterminer une base de référence pour quantifier les réductions atteintes à l'aide des actions mises en œuvre dans le secteur. Comme des progrès sont enregistrés dans l'estimation et la surveillance des émissions, cela pourrait devenir une future source de financement pour les projets.¹²⁰

Argument économique pour la réduction des émissions de méthane

Les régulateurs doivent travailler leur argumentaire économique au sein du gouvernement ou persuader les exploitants que les solutions de réduction des émissions sont adaptées aux investissements à court et long termes. Alors que les exploitants sont financièrement incités à éviter le gaspillage, certaines

solutions restent plus économiques que d'autres. Une analyse de la rentabilité spécifique à un environnement d'exploitation local peut aider à créer des politiques réglementaires applicables de réduction des émissions de méthane. Les investissements dans la réduction des émissions de méthane, comme dans les unités de récupération de vapeur et la LDAR en amont, peuvent rapporter un retour sur investissement positif selon les circonstances.

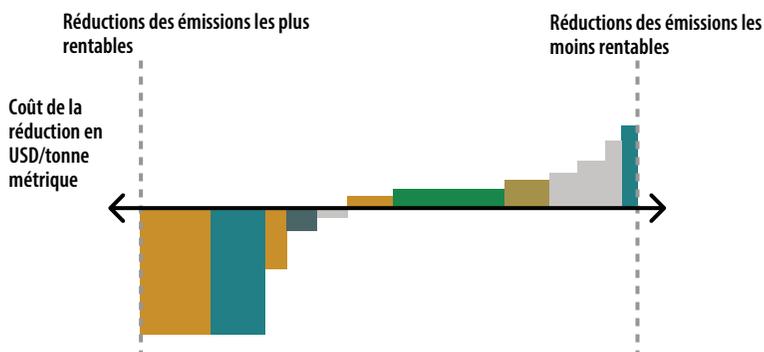


Figure 11.2 : Exemple de courbe du coût marginal de réduction. Chaque barre représente un type de projet de réduction des émissions et les couleurs indiquent les possibilités de réduction des émissions par thème, comme les programmes de détection et réparation des fuites.¹²¹

Les exploitants privés auront tendance à préférer les solutions à bas coût, voire à coût négatif. Cependant, même dans ces cas-là, un investissement initial est généralement requis, donc de courtes périodes d'amortissement rendront les investissements plus attractifs par rapport à d'autres actifs éventuels. Dans de nombreux cas, les activités de réduction des émissions de méthane peuvent représenter une occasion commerciale qui remboursera l'investissement de départ et les coûts d'entretien, et générera un revenu additionnel.

Rentabilité des projets de réduction des émissions de méthane

Expliquer clairement les arguments économiques des projets de réduction des émissions de méthane peut aiguïser l'intérêt des investisseurs. Cependant, la manière dont est perçue une proposition coûts-bénéfices peut varier selon les points de vue.

Perspective de l'entreprise. Pour une entreprise, un projet est économique si la valeur du gaz supplémentaire récupéré, ou les frais ou amendes d'application évités en récupérant le gaz sont supérieurs aux capitaux supplémentaires et au coût d'exploitation du projet de réduction des émissions. Les mesures répondant à ces critères doivent être décrites comme ayant une valeur actuelle nette (VAN) positive, une courte période d'amortissement ou un taux de rendement interne (TRI) respectant les critères d'investissement de l'entreprise.

Perspective économique. Cette approche tient compte des bénéfices nets pour l'économie nationale. Par exemple, les entreprises de transmission et de distribution locale ne possèdent généralement pas le gaz qu'elles transportent. Les régulateurs leur imposent généralement de faire profiter leurs clients de la valeur de la réduction des pertes grâce à la réduction des émissions de méthane. Par conséquent, les réductions dans ces segments de l'industrie n'auront pas d'effets positifs pour l'entreprise. Cependant, la valeur de la réduction des pertes se retrouvera dans d'autres parties de l'économie sous la forme d'un prix du gaz inférieur et d'une pollution évitée. Il existe donc un avantage plus large, même si l'entité qui met en œuvre la réduction des pertes ne peut pas directement en bénéficier.

Perspective réglementaire. Cette approche tient compte des objectifs de santé publique et de protection de l'environnement pour déterminer un avantage pour la société. Son caractère économique varie en fonction des éléments polluants et des programmes réglementaires. Dans ce contexte, la réduction des émissions de méthane peut être considérée comme économique en raison de la réduction locale de la pollution et du réchauffement climatique, même si elle suppose un coût net pour les entreprises. Les régulateurs peuvent également pondérer les revenus fiscaux supplémentaires générés par les émissions évitées par rapport à l'investissement dans les équipements de détection et dans la main-d'œuvre.

Monétiser la réduction des émissions de méthane

Les avantages de la réduction des émissions de méthane peuvent être à la fois directs, comme avec le captage du gaz qui aurait sinon été torché ou mis à l'atmosphère, et indirects, comme avec les missions de crédits carbone revendables.

Captage du gaz

Les investissements dans la réduction des émissions de méthane qui aboutissent au captage du gaz peuvent s'avérer très rentables si le gaz capté peut être redirigé vers des consommateurs. Ils peuvent offrir à l'entreprise des retours sur investissement aussi élevés que d'autres solutions d'investissement. Au lieu d'être torché, le méthane capté peut être monétisé en :

- vendant le gaz pour la consommation domestique (cuisine, chauffage...);
- produisant du gaz naturel liquéfié ou du gaz de pétrole liquéfié si le gaz est humide ;
- réinjectant le gaz dans un réservoir de pétrole ou de gaz pour améliorer la récupération ;
- utilisant le gaz naturel pour produire de l'électricité ;
- fournissant la matière première pour les industries de production d'hydrogène, de méthanol ou de liquéfaction du gaz.

Chaque solution comporte son propre lot de défis. Par exemple, le Programme National de Commercialisation du gaz torché du Nigéria comportait un processus d'appel d'offres (2020-2023) pour les sites de torchage, afin de monétiser leur gaz associé, y compris par la production de produits pétrochimiques et d'engrais.¹²² Ce processus d'appel d'offres s'appuyait sur un système existant de la chaîne d'approvisionnement (installation de traitement, transports) que les soumissionnaires pouvaient

utiliser pour acheminer le gaz naturel jusqu'au marché. En Colombie, dans le champ Florena, des investissements ont été réalisés afin d'utiliser un compresseur de réinjection haute pression. Mais seulement une partie de la quantité totale de gaz a pu être réinjectée dans le réservoir. Le surplus de gaz a donc été transformé en électricité pour alimenter le réseau électrique.¹²³

Crédits carbone

Les marchés du carbone sur lesquels les économies de GES sont transformées en crédits activement marchandés se sont considérablement développés ces dernières années. La mise en œuvre et les implications politiques de ces marchés du carbone sont un sujet méritant son propre manuel et qui ne sera donc pas approfondi ici. La réduction des émissions de méthane constitue cependant une manière de produire des crédits sur un marché des GES. L'exemple ci-après montre la manière dont la réduction des émissions fugitives dans un réseau de distribution du gaz s'est traduite en crédits soutenant l'économie du projet.



Étude de cas sur la monétisation de la réduction des émissions de méthane : initiatives de réduction des émissions de méthane au Bangladesh

Le gaz naturel constitue la principale source d'énergie au Bangladesh. Environ 65 % de l'énergie commercialisée au Bangladesh en est dérivée. Environ 13 % du gaz naturel fourni est utilisé pour cuisiner et acheminé par des conduites de gaz. Avec le vieillissement du réseau, les entreprises de distribution du gaz ont identifié de nombreuses fuites. Elles engagent des tiers pour repérer et réparer ces fuites de méthane afin d'améliorer la sécurité et l'efficacité opérationnelles.

Les entreprises de distribution n'ont pas besoin d'investir quand un programme est financé dans le cadre du Mécanisme de développement propre (MDP). Les activités LDAR constituent l'un des exemples de projets relatifs au méthane financés par le MDP.

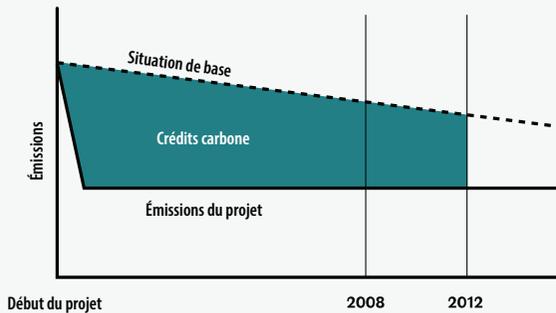


Figure 11.3 : Illustration des crédits carbone générés par la réduction des émissions.¹²⁴

Titas Gas Transmission and Distribution Company Limited (TGTDC), un fournisseur de gaz de la capitale Dacca et des régions environnantes, a signé l'accord d'investissement du projet de réductions certifiées des émissions (CER) avec NE Climate A/S (NES, Danemark) en 2012 pour réduire les émissions de méthane en déployant des mesures LDAR. La CCNUCC a enregistré le projet en 2015. Ce projet permet de réduire les émissions de méthane d'environ 4 millions de tonnes métriques d'équivalent CO₂ chaque année. En outre, TGTDC génère des revenus en vendant des CER.

En tenant compte de la réussite initiale du projet MDP, TGTDCCL a signé un autre contrat avec la même entreprise pour la réduction d'émissions vérifiées (VER) en 2021. Le commanditaire a démarré les mesures LDAR du nouveau projet à niveau élevé de valeur efficace, dans le but d'économiser 10,91 millions de tonnes métriques d'équivalent CO₂ par la réduction des émissions de méthane.

Paschimanchal Gas Company (PGCL) a signé un contrat avec Eco Gas Asia Limited. Il en a découlé une baisse des émissions de méthane d'environ 0,36 million de tonnes métriques d'équivalent CO₂ chaque année, et le projet MDP a commencé à générer des revenus.

Karnaphully Gas Distribution Company (KGDCL) a démarré un projet MDP en envisageant une stratégie LDAR, qui a permis une réduction des émissions de méthane d'environ 2,64 millions de tonnes métriques d'équivalent CO₂ entre 2019 et 2022. En outre, KGDCL a mis en place un autre système de détection des fuites de gaz dans le gazoduc à l'aide d'un système de détection de gaz mobile. Ce dernier a été répliqué par d'autres entreprises de distribution (BGDCL, JGTDSL) sous l'égide de Petrobangla, la compagnie de gaz nationale appartenant au gouvernement du Bangladesh.

Tous ces projets MDP participent à la réalisation des objectifs de contribution nationaux du Bangladesh pour les émissions de gaz fugitives dans le secteur de l'énergie, et à générer des financements pour réduire les émissions de méthane.

12. Renforcement des capacités d'action

Éléments à retenir

- La réduction des émissions de méthane constitue une priorité nouvelle : les gouvernements et les entreprises à travers le monde prennent des mesures audacieuses. Plusieurs domaines d'expertise sont importants pour que les gouvernements puissent agir efficacement pour réduire les émissions de méthane.
- En créant une stratégie de renforcement des capacités, les gouvernements peuvent progressivement développer de nouvelles compétences à travers le temps.
- En fonction des situations et des capacités existantes, le renforcement des capacités peut être réalisé rapidement et avec des ressources financières limitées.
- Un soutien est possible : un certain nombre d'initiatives existantes de renforcement des capacités fournissent une assistance sur-mesure d'expert et de pairs aux autorités nationales et infranationales. Des ressources sont disponibles pour aider les gouvernements et les compagnies pétrolières nationales à agir rapidement sur la question du méthane.

Expertise nécessaire pour la gestion du méthane

Les domaines d'expertise clé ci-dessous font partie de ceux qui sont nécessaires à travers tout le cycle de vie de l'industrie :

Création d'une politique. Une expertise pour évaluer les politiques environnementales, énergétiques et pétrolières existantes, des compétences pour rédiger une ébauche et de l'expérience pour naviguer dans le paysage politique. Des engagements politiques clairs amélioreront les chances d'obtenir une assistance technique.

Élaboration de la réglementation. Une connaissance des implications juridiques, institutionnelles et politiques des

différentes options. L'élaboration des réglementations sur la réduction des émissions de méthane déterminera leur capacité à être efficaces, efficientes, réalisables, transparentes, abordables, et sûres.

Expertise juridique. Connaître et savoir appliquer les lois locales, déterminer la légalité d'interventions spécifiques et rédiger des textes juridiques sont des compétences indispensables pour éviter le non-respect de lois existantes qui rendrait la nouvelle réglementation inapplicable.

Expertise technique. Les divers cadres de quantification et techniques, et la manière dont ils fonctionnent avec les logiciels et technologies de pointe permettent de comprendre comment créer des régimes efficaces de surveillance, de déclaration et de vérification.

Expertise économique. Comprendre les tendances macroéconomiques, les options de financement, les incitations du marché et les mécanismes de fixation des prix pour la réduction des émissions de méthane dans le secteur pétrolier. Comme abordé dans ce manuel, la courbe du coût marginal de réduction constitue l'un des outils les plus puissants de conception de politiques et de réglementations.¹²⁵

Expérience industrielle. Connaissance des problèmes actuels, des réussites et échecs réglementaires, des questions opérationnelles et des possibilités d'application industrielle. Des études de faisabilité officielles combinées à une connaissance implicite d'une région, d'un secteur, d'une technologie et d'une réglementation guident l'évaluation des risques et des bénéfices des différentes options.

Expertise en surveillance, application et mise en conformité. Expertise dans le processus de revue et d'approbation des projets, de délivrance des permis, mais aussi de surveillance, de mise en conformité et d'application. Les spécialistes en ingénierie, sécurité et environnement apportent une compréhension des aspects techniques requis pour la soumission et l'exploitation des projets afin d'identifier les modifications requises par le

programme de réduction des émissions de méthane du pays.

Coordination intragouvernementale et résolution de conflits.

La coordination entre les agences pour encourager l'échange d'informations, la négociation des points de divergence, l'effort de convergence et la cohérence des réglementations. Pour assurer son efficacité, le coordinateur doit rechercher l'approbation et la légitimité des mesures auprès des plus hauts niveaux de direction et occuper une place suffisamment élevée dans la chaîne de décision pour faire entrer en vigueur les changements.

La coordination avec les autorités infranationales permet d'offrir des solutions flexibles afin de répondre aux besoins locaux de l'industrie et des communautés. C'est particulièrement vrai pour la politique en matière de climat où les gouvernements nationaux et régionaux ont montré une volonté et une capacité à diriger, y compris par des objectifs et des réglementations spécifiques à une région. Les gouvernements infranationaux ont désormais la possibilité de prendre des mesures en amont pour réduire les émissions de méthane, et ils sont nombreux à avoir pris des engagements¹²⁶ pour les faire baisser dans le secteur pétrolier. Le Subnational Climate Action Leaders Exchange (SCALE)¹²⁷ a rejoint le Global Methane Pledge qui offre des possibilités de renforcement des capacités à travers des mécanismes de mobilisation financière et d'apprentissage par les pairs de secteurs différents, avec une coordination à plusieurs niveaux.

Développer une stratégie de renforcement des capacités

Les économies en développement manquent souvent de ressources pour les activités de conception et de supervision des réglementations. En créant une stratégie de renforcement des capacités, les gouvernements nationaux devraient (1)

évaluer leurs besoins, (2) identifier les ressources nécessaires et (3) trouver des financements.

1. Évaluer les besoins

Cette évaluation étudie les capacités individuelles et institutionnelles. La capacité individuelle désigne les connaissances et les compétences du personnel en charge du cadre réglementaire régissant les émissions de méthane.

La capacité institutionnelle est un système qui inclut les procédures de gestion des données, la planification stratégique, l'évolution de la main-d'œuvre, l'allocation des ressources et la résolution des différends.

L'évaluation des besoins dépend de plusieurs facteurs. Elle doit, par exemple, prendre en compte le niveau de développement industriel particulier d'un pays : pas de production, développement naissant, approvisionnement continu, pic de production et déclin. L'évaluation tient également compte de la capacité nécessaire en fonction des perspectives industrielles envisagées pour l'avenir : cycle de surchauffe rapide, instabilité des prix et âge d'or.

L'un des aspects les plus importants d'une évaluation de renforcement des capacités consiste, en outre, à déterminer où se situent déjà les autorités et expertises existantes : la configuration existante de la gouvernance du pays. Dans certains pays, une seule agence chapeaute la question et dispose de la plupart des expertises nécessaires. Dans d'autres, cette expertise est répartie entre plusieurs agences. Enfin, des pays disposent de compagnies pétrolières nationales qui jouissent d'un certain niveau d'indépendance par rapport au gouvernement. Les compagnies pétrolières nationales peuvent constituer un défi d'efficacité opérationnelle et en matière de coordination, mais peuvent également être un atout important pour réduire les émissions de méthane. De nombreuses compagnies pétrolières nationales disposent de capacités individuelles et institutionnelles solides en matière de mises en

relation, d'optimisation des processus et de prises de décisions conjointes. L'illustration ci-dessous montre, de manière simplifiée, les différences de configuration entre ces trois types de gouvernance.

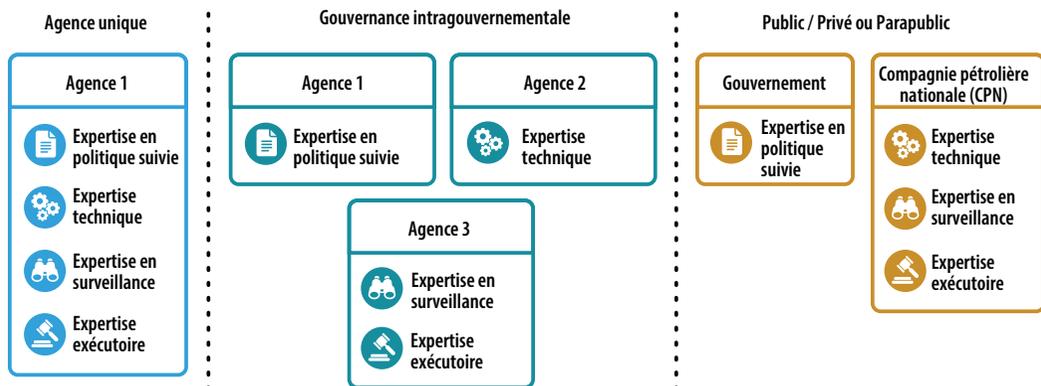


Figure 12.1 : Différentes structures de systèmes réglementaires.

2. Identifier les ressources et les aides

Le présent manuel contient une liste de ressources pouvant servir de point de départ au renforcement des capacités. Cette question est abordée en détail au *Chapitre 13 : Ressources de mise en œuvre*. Le transfert de connaissances et de compétences peut être réalisé par le biais d'une recherche documentaire, d'une formation en présentiel ou en ligne, d'un apprentissage sur le terrain, d'un coaching ou d'un accompagnement par un tuteur. Voici quelques sources d'aide.

Recherche/Analyses/Publications. Une multitude de documents de recherche, de publications et de documents de référence existants peuvent offrir aux représentants gouvernementaux une base de questions essentielles sur les émissions de méthane dans le secteur pétrolier. Ces ressources peuvent inspirer des stratégies, des politiques et des régimes réglementaires.

Certaines de ces ressources sont vendues par des entités commerciales, mais d'autres sont accessibles gratuitement. Par exemple, l'AIE fournit régulièrement des données et des analyses sur les émissions de méthane dans le secteur pétrolier, leurs réductions potentielles et des technologies pour aider les gouvernements à rédiger des politiques efficaces en la matière.

Initiatives internationales en matière de méthane. À travers son centre de recherche de solutions, la *Climate and Clean Air Coalition (CCAC)* travaille, avec les pays participants, sur l'identification de ressources pour soutenir l'atténuation des émissions de méthane. La CCAC rencontre individuellement chaque pays pour discuter de ses priorités et besoins. Elle les aide également à créer des stratégies d'atténuation des émissions de méthane conçues pour réaliser les objectifs du Global Methane Pledge. La Global Methane Alliance vise à soutenir les pays qui s'engagent sur des objectifs ambitieux de réduction des émissions de méthane dans le secteur pétrolier. Le *Partenariat mondial pour la réduction des gaz torchés (GGFR)* de la Banque mondiale est un fonds fiduciaire disposant de plusieurs donateurs et composé de gouvernements, de compagnies pétrolières et d'organismes multilatéraux engagés pour mettre fin au torchage de routine du gaz dans les sites de production pétrolière du monde entier. La *Banque européenne pour la reconstruction et le développement (BERD)* offre une assistance technique et facilite le transfert des connaissances sur la mesure, la déclaration et la réduction des émissions de méthane, et peut envisager de financer des plans d'investissement pour réduire les émissions de méthane. Il ne s'agit là que de quelques exemples d'initiatives internationales spécifiques au méthane.

Experts en la matière. Ces experts peuvent appartenir à des agences publiques, du secteur privé ou multilatérales. Tirer parti d'expertises extérieures est souvent indispensable pour créer des solutions spécifiques à une région. Certains experts proviennent d'ONG, d'échanges multilatéraux et de programmes de l'ONU et interviennent souvent gratuitement. Dans d'autres

cas, des prestataires peuvent être engagés comme consultants. Les instituts de recherche nationaux et étrangers peuvent aussi offrir leur aide gratuitement ou à bas coût.

Initiatives dirigées par l'industrie. Elles proposent une assistance et un conseil techniques dans l'industrie. Par exemple, *l'initiative OGCI visant un objectif de zéro émission de méthane*¹²⁸ appelle à une approche intégrée qui traite les émissions de méthane aussi sérieusement que l'industrie pétrolière le fait déjà pour la sécurité.

Échanges entre pairs. À travers des réseaux officiels et informels, les pays peuvent découvrir les enseignements et les difficultés partagés avec leurs pairs. Dans le même temps, les pays possédant une vaste expérience réglementaire et une expertise technique développée peuvent offrir des conseils pertinents. Les régulateurs bénéficient de la sagesse de leurs pairs pour mettre en œuvre leurs initiatives d'atténuation des émissions de méthane. Le *New Producers Group* est un exemple de communautés de pratiques entre gouvernements.

Des partenaires de développement. Il s'agit de réseaux internationaux conçus pour échanger des connaissances par delà les frontières et fournir des ressources qui aident à rapprocher les gouvernements pour identifier des stratégies efficaces de développement des capacités et partager les résultats positifs. Voir des exemples ci-dessous.



La Climate and Clean Air Coalition (CCAC)

La CCAS est une ressource de premier ordre pour l'assistance au renforcement des capacités en matière de réduction des émissions de méthane. À travers son centre de recherche de solutions, la CCAC travaille avec des partenaires concernés pour aider tous les gouvernements et les autres acteurs prêts à prendre des engagements solides et ambitieux pour réduire les émissions de méthane dans le secteur pétrolier. La CCAC a aidé des pays à renforcer leur capacité à créer et mettre en œuvre des politiques et réglementations d'atténuation des émissions de méthane :

- **Mexique.** La CCAC a fourni des services de renforcement des capacités à l'ASEA (Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente, soit l'agence pour la sécurité, l'énergie et l'environnement mexicaine) afin de mettre en œuvre une réglementation audacieuse en 2018 pour contrôler les émissions de méthane de l'industrie pétrolière. La CCAC a notamment proposé une formation sur la gestion des données, des inspections pour la détection et la réparation des fuites (LDAR) et un contrôle effectué par un tiers. Le Mexique s'est fixé pour objectif de réduire de 40 % à 45 % les émissions de méthane du secteur pétrolier d'ici 2030.¹²⁹
- **Nigéria.** La CCAC a aidé le Nigéria à élaborer ses politiques et réglementations récentes d'atténuation des émissions de méthane dont certaines sont abordées dans le présent manuel. En mettant le Nigéria en contact avec des pairs parmi les décideurs politiques et les experts du monde entier, la CCAC a aidé les régulateurs clés du secteur pétrolier au Nigéria, comme la Upstream Petroleum Regulatory Commission (NUPRC), à concevoir les dispositions relatives au torchage, à la LDAR et aux MRV.¹³⁰



New Producers Group : réseaux d'échange de connaissances entre gouvernements

Le New Producers Group (NPG) est un exemple réussi, depuis une dizaine d'années, de réseau d'échange d'expériences et de connaissances entre pays du Sud. Il rassemble plus de 30 pays en développement qui sont de relatifs nouveaux venus dans le secteur pétrolier, comme le Guyana, le Ghana, le Kenya, la Mauritanie, le Mozambique, le Sénégal, le Surinam, la Tanzanie, l'Ouganda et la Namibie. Il a été fondé en 2012 par Chatham House, le Natural Resources Governance Institute et le Secrétariat du Commonwealth. Il met en relation plus de 700 représentants gouvernementaux (ministères, régulateurs, CPN) avec des pairs, des groupes de réflexion (*think tanks*), des experts de l'industrie et des compagnies énergétiques. Le NPG a pour objectif de soutenir les gouvernements pour gérer efficacement les ressources pétrolières, naviguer dans la transition énergétique et intégrer des stratégies de résilience climatique afin d'atteindre un développement durable. Un aspect central de l'activité du NPG consiste à renforcer la compétence en matière de GES des représentants gouvernementaux à l'aide de webinaires, de la recherche et d'ateliers comme *Aligning Petroleum Sector with National Development, Energy and Climate Goals (2021)* ou *Minimising GHG Emissions from the Petroleum Sector (2022)*.

3. Assurer un financement

Connaître les spécificités des ressources financières disponibles aidera à cadrer la possibilité de définir et déterminer où les gouvernements peuvent puiser leurs financements. Il peut s'agir des sources suivantes.

Partenaires de développement. Même s'il peut s'agir de solutions à court et moyen termes, il convient d'éviter d'en dépendre à long terme, et des structures doivent être créées pour assurer un autofinancement à long terme.

Exploitants, à travers les exigences existantes de formation et de développement. Les régimes réglementaires peuvent inclure une disposition, dans la loi ou dans des accords pétroliers, qui crée un fonds de formation ou qui contribue au renforcement des capacités locales. Dans les pays où le secteur pétrolier est actif, le régulateur peut appliquer une taxe aux exploitants pour créer un fonds de développement des capacités.

Allocations du budget national. Les gouvernements qui font de la réduction des émissions de méthane une priorité lèveront des fonds à l'aide d'impôts et d'économies budgétaires dans le cadre de leur politique climatique.

Finance climatique. Il peut exister des possibilités d'accès à des financements climatiques pour des efforts d'atténuation des émissions. Pour cela, il est nécessaire de créer des propositions de projets qui déterminent clairement les émissions de méthane à réduire ou éviter.

Taxe pour la résilience climatique. Une taxe de ce type pourrait aider à financer un renforcement des capacités dans les règles de l'art. Comme la réduction des émissions de méthane génère des revenus, certains fonds peuvent être alloués au renforcement des capacités d'un secteur.

Bourses de recherche. Un financement pour des bourses de recherche sur des solutions technologiques appropriées peut être alloué à des chercheurs potentiels, en particulier dans les universités. Dans certains cas, les gouvernements peuvent accorder ces bourses quand il leur est demandé d'être les garants des fonds alloués au captage et à la réduction des émissions de méthane. Ils distribuent alors les fonds dans les domaines dont l'impact est le plus fort.

Les sources de financement sont présentées en détail dans le *Chapitre 11 : Financement de la réduction des émissions de méthane*.



Étude de cas de la réussite d'un renforcement des capacités : le protocole de Montréal

Le protocole de Montréal est parvenu à réduire l'utilisation de substances appauvrissant la couche d'ozone stratosphérique afin de la protéger. Des unités nationales de l'ozone (NOU), où travaillent des représentants ozone nationaux, ont été mises en place dans les pays en développement, avec le pouvoir de gérer leurs programmes nationaux pour se conformer au protocole de Montréal, notamment pour les calendriers convenus d'abandon des substances contrôlées. La création des NOU illustre le besoin de renforcement des capacités pour appliquer efficacement le protocole de Montréal.

Dans le même temps, ces NOU échangent entre elles dans des réseaux régionaux et des ateliers de renforcement des capacités, où elles bénéficient de conseils et d'expertise supplémentaires. Par conséquent, les décideurs des pays en développement apprennent de l'expérience de leurs pairs et accèdent à des ressources additionnelles. Malgré son succès, le protocole de Montréal a rencontré des difficultés pour exercer ses fonctions réglementaires établies en raison d'un renouvellement fréquent du personnel dans les pays disposant de petites NOU.

Les pays développés ont financé ces activités à travers le fonds multilatéral du protocole de Montréal. Grâce à ce modèle, les différentes régions ont réussi à fortement limiter l'utilisation de substances appauvrissant la couche d'ozone. Ce modèle pourrait être dupliqué pour réduire les émissions de méthane.

13. Ressources de mise en œuvre

Vous n'êtes pas seuls.

La réduction des émissions de méthane constitue un réel défi, mais il existe de nombreuses ressources pour y aider, et nombre d'entre elles sont gratuites. Ce sont des guides, des portails de données et des outils de modélisation, ou encore des organismes dont la mission consiste à assister les gouvernements, souvent gratuitement. La liste ci-dessous ne cherche pas l'exhaustivité, mais donne un aperçu des ressources disponibles.

Conseil d'expert sur mesure

La Climate and Clean Air Coalition

<https://www.ccacoalition.org/en/content/methane-technical-assistance>

Ce partenariat de gouvernements, organismes intergouvernementaux, entreprises, institutions scientifiques et organismes de la société civile, avec un secrétariat hébergé par le Programme des Nations Unies pour l'Environnement, prodigue des conseils sur la réduction des émissions de méthane. En se concentrant sur la qualité de l'air et les substances polluant le climat, la CCAC « se tient prête à rencontrer en personne les représentants des pays pour discuter de leurs priorités et besoins, et pour les aider à établir les stratégies d'atténuation des émissions de méthane les plus efficaces ». En outre, elle fournit notamment des projections, une aide pour la planification nationale, des conseils en matière de politique et des outils réglementaires.

La Clean Air Task Force

<https://www.catf.us/methane/international-oil-gas/>

Cette ONG aide les producteurs de pétrole et de gaz, ainsi que les décideurs à créer des réglementations solides en matière

de méthane. Elle a travaillé avec le Nigéria, le Mexique, la Colombie, l'Équateur et d'autres pays pour soutenir la volonté de réduction des émissions de méthane dans le secteur pétrolier. Elle veille également à faciliter l'accès aux engagements et aux financements multilatéraux.

Fonds de défense de l'environnement

<https://www.edf.org/issue/methane>

Cette ONG dispose de nombreux outils pour aider les responsables politiques et les régulateurs à réduire les émissions de méthane. Elle travaille avec divers partenaires et parties prenantes, et prodigue des conseils sur les solutions réglementaires possibles pour réduire les émissions de méthane à travers le monde.

L'Initiative mondiale sur le méthane

<https://www.globalmethane.org/about/index.aspx>

Depuis 2004, cette coalition internationale a fait progresser « la réduction des émissions de méthane à court terme, de manière économique » en mettant en relation les responsables politiques avec les institutions financières et d'autres gouvernements partageant les mêmes préoccupations. Elle fournit une assistance technique pour déployer à travers le monde des projets de production d'énergie à partir du méthane qui permettent aux pays partenaires de lancer des projets de récupération et d'utilisation du méthane.

La coalition Under2

<https://www.theclimategroup.org/methane-project>

Ce consortium de gouvernements infranationaux compte plus de 160 États et régions à la pointe de l'action climatique. Il offre un forum précieux pour que les gouvernements « échangent sur les manières efficaces de réduire les émissions de méthane, en se concentrant en priorité sur le secteur pétrolier ».

Financement

La Climate and Clean Air Coalition

<https://www.ccacoalition.org/en/content/methane-technical-assistance>

Ce partenariat de gouvernements, organismes intergouvernementaux, entreprises, institutions scientifiques et organismes de la société civile, avec un secrétariat hébergé par le Programme des Nations Unies pour l'Environnement, peut orienter les gouvernements vers des possibilités de financement. Il offre une assistance sur mesure, prodiguée par des experts, pour aider les gouvernements à atteindre leurs objectifs en matière de méthane dans tous les secteurs.

Le rapport « Landscape of Methane Abatement Finance » de la Climate Policy Initiative

<https://www.climatepolicyinitiative.org/publication/the-landscape-of-methane-abatement-finance/>

Ce rapport se concentre sur les solutions existantes de réduction des émissions de méthane dans tous les secteurs pour « évaluer l'investissement mondial dans les activités de réduction des émissions de méthane et créer une référence à laquelle comparer les besoins en investissement et les évolutions ».

Le Global Methane Hub

<https://globalmethanehub.org/>

Cet organisme philanthropique fournit un financement direct aux projets de réduction des émissions de méthane. Lancé en mars 2022, il vise à « assister et soutenir l'action de la société civile, des gouvernements et de l'industrie (secteur privé), y compris les plus de 100 pays signataires du GMP, en investissant de manière significative dans des solutions de réduction des émissions de méthane ».

Réseau de projets de l'Initiative mondiale sur le méthane

<https://www.globalmethane.org/about/index.aspx>

Ce réseau « est composé de représentants de l'industrie, de la recherche, des institutions financières, des gouvernements nationaux et locaux, et d'autres parties prenantes expertes, tous concernés par le soutien et le développement de projets de réduction, de récupération et d'utilisation des émissions de méthane dans les pays partenaires ».

Programme d'obligations vertes du Groupe de la Banque mondiale

<https://treasury.worldbank.org/en/about/unit/treasury/ibrd/ibrd-green-bonds>

Ce programme offre un financement pour réduire les émissions de méthane des projets de torchage du gaz, mais aussi des secteurs de l'agriculture et des déchets.

Le rapport « Financing Solutions to Reduce Natural Gas Flaring and Methane Emissions »

<https://openknowledge.worldbank.org/entities/publication/e7bb2e64-799c-59d7-9f92-4531d541b129>

Ce rapport fournit un cadre pour permettre aux responsables politiques d'évaluer la faisabilité et l'attractivité financière des projets de réduction du torchage et des émissions de méthane (FMR), il analyse également les obstacles à l'investissement et identifie les variables fondamentales et les facteurs de réussite à partir des enseignements tirés d'études de cas. Des modèles de modélisation financière simplifiée sont suggérés pour aider les responsables politiques à évaluer les différentes solutions FMR.

Guides

Évaluation mondiale du méthane: Résumé destiné aux décideurs (Climate and Clean Air Coalition de l'ONU)

<https://www.ccacoalition.org/en/resources/global-methane-assessment-summary-decision-makers>

Cette ressource a été créée par le Programme des Nations Unies pour l'Environnement, et la Climate and Clean Air Coalition. Elle explique les impératifs en matière économique, climatique et de santé publique liés à la réduction des émissions de méthane dans tous les secteurs.

Regulatory Roadmap for Oil and Gas Methane (feuille de route réglementaire de l'Agence internationale de l'énergie sur les émissions de méthane dans le secteur pétrolier)

<https://www.iea.org/reports/driving-down-methane-leaks-from-the-oil-and-gas-industry/regulatory-roadmap>

Ce guide pratique a été rédigé par l'Agence internationale de l'énergie. C'est une ressource pour créer des politiques d'atténuation des émissions de méthane dans le secteur pétrolier pour tous les pays et régions. Cette feuille de route guide les décideurs à travers un processus en dix étapes, de la compréhension du contexte juridique et politique, jusqu'à la révision et l'actualisation des politiques.

Primer on Cutting Methane: The Best Strategy for Slowing Warming in the Decade to 2030 (Institut pour la gouvernance et le développement durable)

https://www.igsd.org/wp-content/uploads/2022/09/IGSD-Methane-Primer_2022.pdf

Comme l'explique l'Institut pour la gouvernance et le développement durable (IGSD) : ce guide sur le méthane « offre une logique scientifique et politique aux décideurs pour obtenir des diminutions fortes, rapides et durables des émissions de

méthane, nécessaires pour ralentir le réchauffement climatique mondial à court terme et pour limiter le risque d'atteindre des seuils critiques sur le plan climatique, économique ou social. Les thèmes abordés sont notamment : la science de l'atténuation des émissions de méthane et les raisons pour lesquelles il est nécessaire d'agir d'urgence ; les possibilités d'atténuation des émissions actuelles et émergentes, par secteur ; les efforts nationaux, régionaux et internationaux pouvant éclairer l'action mondiale d'urgence en matière de méthane ; et les initiatives de financement pour assurer le soutien aux réductions rapides de méthane. Ce guide sur les réductions de méthane soutient également le besoin de recherche et développement des technologies pour éliminer le méthane de l'atmosphère à grande échelle. »

Minimising Greenhouse Gas Emissions in the Petroleum Sector (New Producers Group)

<https://www.newproducersgroup.online/minimising-greenhouse-gas-emissions-in-the-petroleum-sector-the-opportunity-for-emerging-producers/>

Ce rapport se concentre sur les nouveaux producteurs, en les aidant à « concevoir leurs lois, systèmes réglementaires, régimes de surveillance et projets » afin de faire baisser les émissions de gaz à effet de serre.

Guide to Subnational Action on Methane (coalition Under2)

<https://www.theclimategroup.org/our-work/resources/tackling-methane-guide-subnational-government-action>

Créé par une coalition regroupant plus de 160 entités infranationales, ce document est conçu pour donner aux agglomérations, aux États et aux gouvernements régionaux un panel de ressources pour réduire les émissions de méthane dans tous les secteurs.

Financing Solutions to Reduce Natural Gas Flaring and Methane Emissions (Banque mondiale)

<https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/publication/financing-solutions-to-reduce-natural-gas-flaring-and-methane-emissions>

Ce rapport « offre un cadre systématique pour évaluer la faisabilité des projets de réduction du torchage sur les sites de torchage de taille moyenne. Les approches et outils développés aideront les responsables politiques et les exploitants à analyser les obstacles à l'investissement, identifier les variables et facteurs de réussite clés, et à modéliser les possibilités financières pour les torchères de taille moyenne qui ont historiquement été négligées. »

Partenariat mondial pour la réduction des gaz torchés (Banque mondiale)

<https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction>

Ce fonds développe des programmes de torchage conçus spécifiquement pour un pays, partage les bonnes pratiques et garantit des engagements mondiaux pour mettre fin au torchage de routine. Il a pour objectif de « mettre fin au torchage de routine sur les sites de production pétrolière à travers le monde ».

Methane Resources (Center for Law, Energy, and the Environment de Berkeley)

<http://methaneresources.org>

Des chercheurs de l'université de Californie (Berkeley School of Law) ont créé cette plateforme pour y rassembler les informations sur la réduction des émissions de méthane dans tous les secteurs. Elle dirige les utilisateurs vers une suite complète de ressources pour aider « entre autres, les gouvernements, les entreprises et les ONG à saisir une occasion climatique cruciale en réduisant les émissions de méthane ».

Outils

Outil de réduction des émissions de méthane d'un pays (CoMAT) de la Clean Air Task Force

<https://www.catf.us/comat/>

Développé par la Clean Air Task Force, cet outil offre un mélange unique et facile d'utilisation d'outils de regroupement de données, de déclaration, d'engagement et de conception de politiques pour permettre aux utilisateurs de s'informer, d'analyser les données, de créer un consensus et d'élaborer des plans d'atténuation des émissions, en reconnaissant qu'il n'existe pas de solution universelle au problème des émissions de méthane.

Oil Climate Index plus Gas (Rocky Mountain Institute)

<https://rmi.org/oci-update-tackling-methane-in-the-oil-and-gas-sector/>

Créé par les experts du Rocky Mountain Institute, cet outil « révèle la taille, le périmètre et la nature du problème posé par le méthane en quantifiant et comparant les émissions de gaz à effet de serre de plus des deux tiers des données mondiales dans le domaine du pétrole et du gaz ». Il vise à présenter une évaluation des émissions lors du cycle de vie d'une tête de puits et pendant le traitement, le raffinage et l'acheminement des hydrocarbures.

Satellite Point Source Emissions Completeness Tool (SPECT) (Rocky Mountain Institute)

<https://rmi.org/clean-energy-101-methane-detecting-satellites/>

L'outil SPECT est conçu pour aider ses utilisateurs à comparer l'exhaustivité des données des satellites pour « l'identification et le suivi des super-émetteurs de méthane ».

MiQ

<https://miq.org/>

MiQ est un système indépendant et à but non lucratif, fondé par RMI et SYSTEMIQ pour faciliter une réduction rapide des émissions de méthane dans le secteur pétrolier. C'est le premier système de certification mondial pour évaluer le gaz des émissions de méthane.

The Methane Flaring Toolkit

<https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/publication/methane-flaring-toolkit>

Publié par la Banque mondiale, ce document fournit des conseils et des informations pratiques sur la mesure et la surveillance des émissions de méthane des torches de l'industrie pétrolière.

Modèles de déclaration et Guides techniques (Partenariat Pétrole et Gaz Méthane, OGMP 2.0)

<https://ogmpartnership.com/guidance-documents-and-templates/>

Ces guides et modèles simplifient le processus de déclaration et expliquent des concepts clés du fonctionnement des équipements pétroliers et gaziers.

Methane Guiding Principles

<https://methaneguidingprinciples.org/>

Les 24 acteurs de l'industrie pétrolière signataires de ces principes œuvrent pour « agir dans l'industrie et les gouvernements afin de réduire les émissions de méthane de la chaîne d'approvisionnement du gaz naturel ». En outre, ils « élaborent et partagent des outils interactifs et des guides pratiques pour que leurs expériences puissent servir à d'autres qui pourront mettre ces enseignements en pratique ».

La série « Methane Framework » (Center for Law, Energy, and the Environment de Berkeley)

<https://methaneresources.org/>

Cette série présente les fondements des politiques d'atténuation des émissions de méthane. Elle prépare les gouvernements à concrétiser les possibilités d'action sur les émissions de méthane dans le secteur pétrolier, l'agriculture, l'industrie du charbon et celle des déchets.

Sources des données

L'Observatoire international des émissions de méthane

<https://www.unep.org/explore-topics/energy/what-we-do/methane/imeo-action>

Ce programme de l'ONU « sert de catalyseur pour la collecte, la réconciliation et l'intégration de données empiriques sur les émissions de méthane acquises en temps quasi réel afin d'offrir une transparence climatique sans précédent et les informations nécessaires pour réduire les émissions de ce puissant gaz à effet de serre ».

Carbon Mapper

<https://carbonmapper.org/>

Carbon Mapper est une initiative à but non lucratif, en partenariat avec l'Arizona State University, la University of Arizona, le Rocky Mountain Institute, l'État de Californie et le Jet propulsion Laboratory de la NASA. Elle œuvre œuvre pour « offrir un service rapide de détection des fuites de méthane aux régulateurs et aux exploitants d'installations » par une technologie de télédétection. CarbonMapper a pour objectif de lancer deux satellites en 2023 pour offrir un large accès à ces données.

MethaneSAT

<https://www.methanesat.org/>

Cette initiative du Fonds de défense de l'environnement prévoit le lancement d'un satellite début 2024. Elle promet d'identifier les grands panaches de méthane « pratiquement partout sur Terre », tout en faisant remarquer que « la réduction des émissions de méthane dans le secteur pétrolier constitue la mesure la plus rapide et au plus fort impact pour ralentir la vitesse actuelle du réchauffement climatique ».

Climate Trace

<https://climatetrace.org/>

Ce partenariat fournit gratuitement des données en libre accès sur les émissions connues et estimées, notamment de méthane. Il donne aux pays et régions une idée générale, mais instantanée, de leur profil d'émissions de méthane.

NASA EMIT

<https://earth.jpl.nasa.gov/emit/data/data-portal/Greenhouse-Gases/>

La NASA cartographie les principaux panaches de méthane sur une zone mondiale limitée à l'aide d'un instrument fixé à la station spatiale internationale. Cet outil permet d'identifier des panaches dans une région donnée.

TROPOMI

<http://www.tropomi.eu/data-products/methane>

TROPOMI est un instrument embarqué sur le satellite Sentinel-5 Precursor du programme Copernicus de l'Agence spatiale européenne qui fournit des données sur les émissions de méthane.

Annexe : À propos du méthane

Le méthane (CH₄) est un gaz à effet de serre (GES) incolore, inodore et inflammable provenant de sources à la fois naturelles et anthropiques. Les sources anthropiques englobent les secteurs pétrolier, de l'agriculture, du charbon et des déchets. Dans l'industrie pétrolière, le méthane est également un gaz naturel, le même utilisé dans les centrales électriques, les procédés industriels, les moteurs à combustion, et les applications commerciales et domestiques (chauffage et cuisine). Par ailleurs, le méthane constitue la matière première de plusieurs ressources chimiques et élémentaires (hydrogène). Le méthane, en tant que gaz naturel, constitue la molécule de base du gaz naturel comprimé (GNC) utilisé comme carburant alternatif pour les véhicules. Le gaz naturel liquéfié (GNL), l'une des solutions énergétiques majeures de ces cinquante dernières années, est aussi constitué de méthane.

Sources de méthane

Environ 60 % des émissions mondiales de méthane proviennent d'activités humaines (anthropiques), le reste étant issu de sources naturelles comme les zones humides, les eaux douces, les suintements géologiques, les animaux sauvages, les termites, les feux de forêt, le pergélisol et la végétation.¹³¹

Agriculture

L'agriculture est la plus grande source d'émissions de méthane d'origine humaine et réduire les émissions de ce secteur représente une occasion de ralentir le réchauffement climatique à court terme. Dans l'agriculture, le méthane est dégagé par le stockage d'énergie organique dans un milieu pauvre en oxygène. Cela inclut les rizières, le système digestif des ruminants et, dans certains pays, les bassins de fumier de grosses exploitations bovines.

Les techniques de réduction des rejets de méthane dans l'agriculture permettent de contrôler les émissions tout en améliorant la production, et génèrent souvent plus de bénéfices pour les élevages et les exploitations agricoles.¹³² Pour le bétail, les solutions aux émissions de méthane consistent à améliorer simplement l'alimentation, les pratiques d'élevage, les conditions de stockage du fumier et le captage du méthane qu'il dégage, mais aussi à introduire des additifs alimentaires contre le méthane. Les stratégies pour le riz passent par l'utilisation de cultivars différents de riz et la baisse du niveau d'eau dans les rizières.

Énergie

Le secteur de l'énergie (pétrole, gaz, charbon et bioénergie) représente environ 33% des émissions de méthane anthropiques. Le présent manuel aborde en détail les sources des émissions de méthane et les solutions possibles pour les réduire dans le secteur pétrolier.¹³³

Déchets

Le secteur des déchets constitue la troisième plus grosse source d'émission de méthane anthropique et représente environ 20 % des émissions totales. Les rejets de méthane par les déchets proviennent de la décomposition des produits organiques dans un milieu sans oxygène, notamment dans les décharges, les installations de traitement des eaux usées, les installations septiques et les latrines. Les techniques de réduction des rejets de méthane dans le secteur des déchets permettent de contrôler les émissions et, dans certains cas, de rediriger cette énergie pour des usages productifs, comme la création de produits ou de carburant. D'après l'Évaluation mondiale du méthane, environ 60 % des solutions pour réduire les émissions de méthane des déchets ne coûtent rien ou ont un coût négatif.

Comme les décharges et réseaux d'eaux usées sont souvent gérés à un niveau infranational, le méthane du secteur des déchets représente une occasion de montrer la voie pour les villes, les agglomérations, les États et les provinces. Alors que la recherche dans ce domaine est en cours, de nombreuses stratégies bien établies de réduction des émissions de méthane dans les déchets peuvent être déployées dès aujourd'hui et avoir des effets importants. Elles incluent les programmes de compostage et de réduction des déchets, la couverture des décharges et des systèmes de captage du gaz, mais aussi une amélioration des systèmes d'assainissement des eaux usées.

Le présent manuel aborde uniquement la question des émissions de méthane dans le secteur pétrolier, mais il peut aider à éclairer une stratégie plus large se concentrant sur plusieurs sources d'émission de méthane.

Sigles

| | |
|---------------|--|
| AIE | Agence internationale de l'énergie |
| AVO | Audio, visuel et olfactif |
| CATF | Clean Air Task Force |
| CCAC | Climate and Clean Air Coalition |
| CCNUCC | Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques |
| CCUS | Captage, stockage et valorisation de CO ₂ |
| CoMAT | Outil de réduction des émissions de méthane d'un pays |
| COV | Composé organique volatil |
| CPN | Compagnie pétrolière nationale |
| DFI | Institution financière de développement |
| EDF | Fonds de défense de l'environnement |
| EPA | Agence de protection de l'environnement des États-Unis |
| ESG | Critères environnementaux, sociaux et de gouvernance |
| GES | Gas à effet de serre |
| GGFR | Partenariat mondial pour la réduction des gaz torchés |
| GIEC | Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat |
| GMP | Global Methane Pledge |
| GNL | Gaz naturel liquéfié |
| GWP | Potentiel de réchauffement global |
| IMEO | Observatoire international des émissions de méthane |
| LDAR | Détection et réparation des fuites |
| M-RAP | Programme d'action de la feuille de route sur le méthane |

| | |
|--------------|--|
| MACC | Courbe du coût marginal de réduction |
| MARS | Methane Alert and Response System |
| MDB | Banque multilatérale de développement |
| MDP | Mécanisme de développement propre |
| MRV | Surveillance, déclaration et vérification |
| OGCI | Oil and Gas Climate Initiative |
| OGI | Imagerie optique des gaz |
| OGMP | Partenariat Pétrole et Gaz Méthane |
| PNUE | Programme des Nations Unies pour l'Environnement |
| SCALE | Subnational Climate Action Leaders Exchange |
| t/an | Tonnes par an |
| TRI | Taux de rendement interne |
| VAN | Valeur actuelle nette |

Notes

Chapitre 1

- 1 « La réduction des émissions peut être bénéfique pour le climat avec moins de 0,2 % d'émission de méthane quand des coémissions d'aérosols issues du brûlage du charbon sont prises en compte. » citation de Gordon D., Reuland F., Jacob D. J., Worden J. R., Shindell D., et Dyson M. (2023) *Evaluating net life-cycle greenhouse gas emissions intensities from gas and coal at varying methane leakage rates*, Environ. Res. Lett. 18(8) : 084008, <https://dx.doi.org/10.1088/1748-9326/ace3db>

- 2 Alvarez R. A. et al. 2018 : Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain, Science 361(6398) : 186–88, <https://www.science.org/doi/10.1126/science.aar7204>

Howarth R. W. 2014 : A bridge to nowhere: methane emissions and the greenhouse gas footprint of natural gas, Energy Sci. Eng. 2(2) : 47–60, <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/ese3.35>

Schwietzke S., Griffin W. M., Matthews H. S., et Bruhwiler L. M. P. 2014 : Natural Gas Fugitive Emissions Rates Constrained by Global Atmospheric Methane and Ethane, Environ. Sci. Technol. 48(14) : 7714–22, <https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/es501204c>

- 3 Valeurs du cinquième rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. Les valeurs du sixième rapport d'évaluation sont 81,2 et 27,9, respectivement sur 20 et 100 ans.

- 4 Programme des Nations Unies pour l'Environnement (PNUE) et Climate and Clean Air Coalition (CCAC), Évaluation mondiale du méthane 2022 : Évaluation mondiale du méthane : Rapport de référence 2030, <https://www.ccacoalition.org/en/resources/global-methane-assessment-2030-baseline-report>

- 5 Programme des Nations Unies pour l'Environnement (PNUE) 2022 : Évaluation mondiale : des mesures urgentes doivent être prises pour réduire les émissions de méthane au cours de cette décennie, <https://www.unep.org/news-and-stories/press-release/global-assessment-urgent-steps-must-be-taken-reduce-methane>

- 6 Sixième rapport d'évaluation du GIEC, WGI Summary for Policy Makers Headline Statements, <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/resources/spm-headline-statements/>

- 7 IEA 2023 : Global Methane Tracker 2023, <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2023>

- 8 IEA 2023 : Global Methane Tracker 2023, <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2023>

- 9 Voir la Joint Declaration from Energy Importers and Exporters on Reducing Greenhouse Gas Emissions from Fossil Fuels, <https://www.state.gov/joint-declaration-from-energy-importers-and-exporters-on-reducing-greenhouse-gas-emissions-from-fossil-fuels/>; G7 Climate, Energy, and Environment Ministers' Communiqué, [/energy/pdf/G7MinistersCommunique2023.pdf](https://www.meti.go.jp/information/g7hirosima/energy/pdf/G7MinistersCommunique2023.pdf); (paragraphe 61), <https://www.meti.go.jp/information/g7hirosima/energy/pdf/G7MinistersCommunique2023.pdf>; voir également la U.S.-China Joint Glasgow Declaration on Enhancing Climate Action in the 2020s, <https://www.state.gov/u-s-china-joint-glasgow-declaration-on-enhancing-climate-action-in-the-2020s/>

- 10 IEA 2023 : Global Methane Tracker 2023, <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2023>

- 11 Environmental Defense Fund 2022 : How reducing methane emissions creates jobs, <https://www.edf.org/how-reducing-methane-emissions-creates-jobs>

- 12 Mark Davis, James Turrito, Ioannis Biniotoglou 2022 : Leadership on flaring in Egypt: Recent successes and future opportunities in the lead-up to COP27, <https://flareintel.com/insights/leadership-on-flaring-in-egypt-recent-successes-and-future-opportunities-in-the-lead-up-to-cop27>

Chapitre 2

- 13 Gouvernement du Ghana 2018 : Plan d'action national pour atténuer les polluants climatiques à courte durée de vie, <https://www.ccacoalition.org/en/resources/national-action-plan-mitigate-short-lived-climate-pollutants-ghana>

- 14 White House Office of Domestic Climate Policy 2021: U.S. Methane Emissions Reduction Action Plan, <https://www.whitehouse.gov/wp-content/uploads/2021/11/US-Methane-Emissions-Reduction-Action-Plan-1.pdf>

- 15 La Climate and Clean Air Coalition, <https://www.ccacoalition.org/en/file/9060/download?token%3DfWAlxbrU>

- 16 Le gouvernement du Canada 2022 : Plus vite et plus loin : la stratégie canadienne sur le méthane, <https://publications.gc.ca/site/eng/9.915545/publication.html>

- 17 US Department of State 2022 : Global Methane Pledge: From Moment to Momentum, <https://www.state.gov/global-methane-pledge-from-moment-to-momentum/>
-
- 18 Climate and Clean Air Coalition (CCAC) 2022 : Programme d'action de la feuille de route sur le méthane (M-RAP), <https://www.ccacoalition.org/en/activity/methane-roadmap-action-programme-m-rap>
-
- 19 IEA 2021 : Driving Down Methane Leaks from the Oil and Gas Industry: A Regulatory Roadmap and Toolkit, <https://www.iea.org/reports/driving-down-methane-leaks-from-the-oil-and-gas-industry>
-
- 20 IEA 2021 : Driving Down Methane Leaks from the Oil and Gas Industry: A Regulatory Roadmap and Toolkit, <https://www.iea.org/reports/driving-down-methane-leaks-from-the-oil-and-gas-industry>
-
- 21 International Energy Agency 2023 : Global Methane Tracker 2023, <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2023>
-
- 22 Clean Air Task Force 2023 : Country Methane Abatement Tool, <https://www.catf.us/comat/>
-
- 23 Carbon Limits, MIST, <https://mist.carbonlimits.no/>
-
- 24 Valeurs du cinquième rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. Les valeurs du sixième rapport d'évaluation sont 81,2 et 27,9, respectivement sur 20 et 100 ans.

- 25 Voir paragraphe 37 de l'Annexe à la Décision 18/CMA.1 : https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cma2018_3_add2_new_advance.pdf
-

Chapitre 3

- 26 International Energy Agency 2021 : Driving Down Methane Leaks from the Oil and Gas Industry: A Regulatory Roadmap and Toolkit, <https://www.iea.org/reports/driving-down-methane-leaks-from-the-oil-and-gas-industry>
-
- 27 Regulatory Roadmap and Toolkit de l'AIE.
-
- 28 International Energy Agency 2022 : Ministerial Order No 04/2013 – Petroleum Operations Regulations, <https://www.iea.org/policies/11934-ministerial-order-no-042013-petroleum-operations-regulations?country%3DEquatorial%2520Guinea%26qs%3DEquatorial%26topic%3DMethane>
-
- 29 International Energy Agency 2022 : (Alberta) AER Directive 060: Upstream Petroleum Industry Flaring, Incinerating, and Venting (upstream provisions), <https://www.iea.org/policies/8712-alberta-aer-directive-060-upstream-petroleum-industry-flaring-incinerating-and-venting-upstream-provisions?country%3DCanada%26q%3DAlberta%26topic%3DMethane>
-
- 30 International Energy Agency 2022 : Resolution No 806 of 2020 from ANP, <https://www.iea.org/policies/11752-resolution-no-806-of-2020-from-anp?country%3DBrazil%26topic%3DMethane>

- 31 International Energy Agency 2022 : (Saskatchewan) Directive PNG017: Measurement Requirements for Oil and Gas Operations, <https://www.iaea.org/policies/8900-saskatchewan-directive-png017-measurement-requirements-for-oil-and-gas-operation?s?country%3DCanada%26topic%3DMethane>
-
- 32 International Energy Agency 2022 : Decree No. 84-CP 1996, detailing the implementation of the Petroleum Law, <https://www.iaea.org/policies/11905-decree-no-84-cp-1996-detailing-the-implementation-of-the-petroleum-law?country%3DViet%2520Nam%26qs%3Dviet%26topic%3DMethane>
-

Chapitre 4

- 33 Le rapport « Know Your Oil and Gas » de RMI (<https://rmi.org/insight/kyog/>) contient des recommandations supplémentaires détaillées.
-
- 34 The Environmental Partnership 2020: Pneumatic Controller Upgrades, <https://theenvironmentalpartnership.org/what-were-doing/pneumatic-controllers-upgrades/>
-
- 35 Methane Guiding Principles 2022: Reducing methane emissions: pneumatic devices, <https://methaneguidingprinciples.org/resources-and-guides/best-practice-guides/pneumatic-devices/>
-
- 36 Natural Gas Star 2006: Convert Gas Pneumatic Controls to Instrument Air, https://www.epa.gov/sites/default/files/2016-06/documents/ll_instrument_air.pdf

- 37 The Environmental Partnership 2020; Manual Liquids Removal, <https://theenvironmentalpartnership.org/what-were-doing/manual-liquids-removal/>
-
- 38 ExxonMobil 2020: Mitigating Methane Emissions from the Oil and Gas Industry: Model Regulatory Framework, <https://corporate.exxonmobil.com/-/media/Global/Files/newsroom/publications-and-reports/Mitigating-Methane-Emissions-from-the-Oil-and-Gas-Industry-Model-Regulatory-Framework.pdf>
-
- 39 The Environmental Partnership 2020: Pneumatic Controller Upgrades, <https://theenvironmentalpartnership.org/what-were-doing/pneumatic-controllers-upgrades/>
-
- 40 Methane Guiding Principles 2022: Reducing methane emissions: pneumatic devices.
-
- 41 Natural Gas Star 2006: Convert Gas Pneumatic Controls to Instrument Air, https://www.epa.gov/sites/default/files/2016-06/documents/ll_instrument_air.pdf
-
- 42 ExxonMobil 2020: Mitigating Methane Emissions from the Oil and Gas Industry: Model Regulatory Framework, <https://corporate.exxonmobil.com/-/media/Global/Files/newsroom/publications-and-reports/Mitigating-Methane-Emissions-from-the-Oil-and-Gas-Industry-Model-Regulatory-Framework.pdf>

43 United States Environmental Protection Agency (EPA) 2022 : Natural Gas STAR Program Methane Challenge Best Management Practices (BMPs), Commitment Options, <https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/methane-challenge-background-best-management-practices-bmp-commitment>

44 Deanna Haines 2016 : Case Study Comparisons against MJB&A report ‘Pipeline Blowdown Emissions & Mitigation Options’, <https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/case-study-comparisons-against-mjba-report-pipeline-blowdown-emissions>

45 Réinitialiser la pression ou la dériver temporairement avant une opération de maintenance, ou installer des raccords temporaires entre les systèmes haute et basse pression ; réaliser un piquage sur conduite en charge pour créer un nouveau raccord de conduite et éviter une purge.

Chapitre 5

46 <https://miq.org/>

47 Canada, Règlement sur la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont), DORS/2018-66, <https://laws-lois.justice.gc.ca/eng/regulations/SOR-2018-66/index.html>

48 Id. à l'article 20(1).

49 Id. à l'article 30(2).

50 Id. à l'article 29(1)(b).

51 Id. à l'article 35(1).

52 Id. à l'article 33.

53 Id. à l'article 36(1) et (2).

54 Id. à l'article 56(1) à (5).

55 Id. à l'article 56(6).

Chapitre 6

56 Voir, par exemple, la Banque mondiale : Partenariat mondial pour la réduction des gaz torchés (GGFR) <https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/about> (dernière visite le 5 mai 2023)

57 The World Bank : *Initiative Zero Routine Flaring by 2030 (ZRF)*, <https://www.worldbank.org/en/programs/zero-routine-flaring-by-2030/about> (dernière visite le 5 mai 2023)

58 Les normes industrielles considèrent que les torches fonctionnent avec une efficacité destructrice de 98 %. American Petroleum Institute 2021: Compendium of GHG Emission Methodologies for the Oil and Gas Industry, p. 5-4, <https://www.api.org/-/media/files/policy/esg/ghg/2021-api-ghg-compendium-110921.pdf>

- 59 Les réglementations nigérianes intègrent également l'inspection de la flamme des torches dans le cadre de leurs exigences LDAR : iii. L'inspection doit inclure l'observation du fût de torche. Évaluation de l'état du fût de torche :
- a. Torche allumée – Combustion adéquate
 - b. Allumé – Mauvaise combustion (crépitement, fumée...)
 - c. Torche éteinte avec mise à l'atmosphère du gaz
 - d. Torche éteinte sans mise à l'atmosphère du gaz
-
- 60 United States Department of Energy 2021 : Reducing Emissions of Methane Every Day of the Year, <https://arpa-e.energy.gov/>
-
- 61 The World Bank 2023: Global gas flaring tracker report, <https://www.worldbank.org/en/topic/extractiveindustries/publication/2023-global-gas-flaring-tracker-report>
-
- 62 The World Bank: Global Gas Flaring Tracker, <https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/global-flaring-data>
-
- 63 Colombia, Resolución 40066 de 2022, por la cual se establecen requerimientos técnicos para la detección y reparación de fugas, el aprovechamiento, quema y venteo de gas natural durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40066_2022.htm, voir aussi Banque mondiale, Global Flaring and Venting Regulations: Colombia, <https://flaringventingregulations.worldbank.org/colombia>
-
- 64 Id. à l'article 18.
-
- 65 Id. à l'article 22.

66 Id. à l'article 24.

67 The World Bank: Global Gas Flaring Tracker. <https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/global-flaring-data>

68 Kazakhstan, loi sur le sous-sol et son utilisation, Article 146, <https://adilet.zan.kz/eng/docs/K1700000125> (traduction française non officielle); voir aussi Banque mondiale, Global Flaring and Venting Regulations: Kazakhstan, <https://flaringventingregulations.worldbank.org/kazakhstan>

69 Id. à l'article 147(9).

70 Id. à l'article 147.

71 Id. à l'article 147(4).

Chapitre 7

72 Nigéria, Guidelines for Management of Fugitive Emissions and Greenhouse Gases Emissions in the Upstream Oil and Gas Operations in Nigeria, NUPRC Guide 0024-2022, <https://www.nuprc.gov.ng/wp-content/uploads/2022/11/METHANE-GUIDELINES-FINAL-NOVEMBER-10-2022.pdf>

73 Id. à l'article 3.4.6 (1).

74 Id. à l'article 3.4.6 (1).

75 Id. à l'article 3.4.6 (1).

76 Id. à l'article 3.4.6 (1).

77 Id. à l'article 3.4.6 (1).

78 Id. à l'article 3.4.6 (2).

79 Id. à l'article 3.4.1 (1).

80 Id. à l'article 3.4.1 (1)(ii).

81 Id. à l'article 3.4.1 (2).

Chapitre 8

82 Kang et al. (2021): Orphaned oil and gas well stimulus — Maximizing economic and environmental benefits, <https://online.ucpress.edu/elementa/article/9/1/00161/116782/Orphaned-oil-and-gas-well-stimulus-Maximizing>

83 Voir, par exemple, la Bipartisan Infrastructure Law des États-Unis.

84 United States Environmental Protection Agency (2022) : « EPA Facility Level Information on Greenhouse gases tool », <https://ghgdata.epa.gov/ghgp/main.do>

- 85 North Sea Transition Authority (NSTA) 2021: UKCS Offshore Emissions Intensity, <https://app.powerbi.com/view?r%3DeyJrIjoiMWEwNTQ3ZWMtZjZiMC00NDRiLTg4MzAtN2M5N2I5MjhlMTYxIiwidCI6ImU2ODEjNTlkLTg2OGUtNDg4Ny04MGZhLWNlMzZmMlWYyMWIwZiJ9>
-
- 86 Climate and Clean Air Coalition 2023: Assistance technique méthane, <https://www.ccacoalition.org/en/content/methane-technical-assistance>
-
- 87 Clean Air Task Force 2023: CoMAT – Country Methane Abatement Tool, <https://www.catf.us/comat/>
-
- 88 United States Environmental Protection Agency (2023): Programme de déclaration des gaz à effet de serre (GHGRP), <https://www.epa.gov/ghgreporting>
-
- 89 United States Environmental Protection Agency (2023): Reporting Form Instructions, <https://ccdsupport.com/confluence/display/help/Reporting+Form+Instructions>
-
- 90 Partenariat Pétrole et Gaz Méthane 2.0 (OGMP 2.0) 2023: Guides et modèles, <https://ogmpartnership.com/guidance-documents-and-templates/>
-
- 91 Ibid.
-
- 92 Carbon Limits 2023: MIST, <https://mist.carbonlimits.no/>

- 93 American Petroleum Institute 2021: Compendium of GHG Emission Methodologies for the Oil and Gas Industry, <https://www.api.org/-/media/files/policy/esg/ghg/2021-api-ghg-compendium-110921.pdf>
-

Chapitre 9

- 94 D'après le California Air Resources Board 2023: Methane Hotspots Research (AB 1496), <https://ww2.arb.ca.gov/our-work/programs/methane/ab1496-research>
-
- 95 GTI: Evaluation of Emerging Methane Detection Methods Key Findings 2021, https://www.gti.energy/wp-content/uploads/2022/03/Evaluation-of-Emerging-Methane-Detection-Methods_Dec2021.pdf
-
- 96 South Coast Air Quality Management District 2023: Mobile Methane Measurement Surveys, <https://www.aqmd.gov/home/news-events/community-investigations/aliso-canyon-update/air-sampling/mobile-methane-measurement-surveys>
-
- 97 United States Environmental Protection Agency (2018): EPA Handbook: Optical and Remote Sensing for Measurement and Monitoring of Emissions Flux of Gases and Particulate Matter, <https://www.epa.gov/sites/default/files/2020-08/documents/gd-52v.2.pdf>
-
- 98 Honeywell 2023, <https://www.regulations.gov/comment/EPA-HQ-OAR-2021-0317-2340>

- 99 Congrès des États-Unis – H.R.5376 – Inflation Reduction Act of 2022, <https://www.congress.gov/bill/117th-congress/house-bill/5376/text>
-
- 100 Norwegian Petroleum Directorate – Act 21 – December 1990 no 72 relating to tax on discharge of CO₂ in the petroleum activities on the continental shelf <https://www.npd.no/en/regulations/acts/co2-discharge-tax/>
-
- 101 Massachusetts Department of Environmental Protection 2021: Reducing Methane (CH₄) Emissions from Natural Gas Distribution Mains & Services (310 CMR 7.73), <https://www.mass.gov/service-details/reducing-methane-ch4-emissions-from-natural-gas-distribution-mains-services-310-cmr-773>
-
- 102 Commentaire de l'EPA Docket ID No EPA-HQ-OAR-2021-0317. Colorado Code of Regulations 5 CCR 1001-9 Regulation Number 7 Control of Ozone via Ozone Precursors and Control of Hydrocarbons via Oil and Gas Emissions with reference to establishing an emissions inventory to ultimately support intensity targets.
-
- 103 Global Methane Initiative; Measurement, Reporting, and Verification of Methane. Disponible à l'adresse : <https://globalmethane.org/mrv/>
-
- 104 Voir, par exemple, Colorado State University 2021: OGI Training Class, <https://energy.colostate.edu/metec/ogi-training-class/>
-
- 105 Mozhou Gao, et al. 2023: Global observational coverage of oil and gas methane sources with TROPOMI, <https://www.researchsquare.com/article/rs-2681923/v1>

- 106 GTI Energy 2021: White Paper Evaluation of Emerging Methane Detection Methods, https://www.gti.energy/wp-content/uploads/2022/03/Evaluation-of-Emerging-Methane-Detection-Methods_Dec2021.pdf
-
- 107 Oil and Gas Climate Initiative 2020: Deploying methane detection and quantification technologies effectively, <https://www.ogci.com/news/deploying-methane-detection-and-quantification-technologies-effectively>
-
- 108 Chevron 2022: Methane Report, p.9, <https://www.chevron.com/-/media/shared-media/documents/chevron-methane-report.pdf>
-

Chapitre 10

- 109 United States Environmental Protection Agency (2023): EPA's Audit Policy, <https://www.epa.gov/compliance/epas-audit-policy>
-
- 110 IEA 2021: Driving Down Methane Leaks from the Oil and Gas Industry, p. 58, <https://www.iea.org/reports/driving-down-methane-leaks-from-the-oil-and-gas-industry>
-
- 111 Environmental Protection Fund 2019: Pathways for Alternative Compliance: A Framework to Advance Innovation, Environmental Protection, and Prosperity, https://www.edf.org/sites/default/files/documents/EDFAlternativeComplianceReport_0.pdf

Chapitre 11

- 112 CPI 2022 : The Landscape of Methane Abatement Finance, <https://www.climatepolicyinitiative.org/wp-content/uploads/2022/07/Landscape-of-Methane-Abatement-Finance.pdf>
-
- 113 IEA 2022 : Global Methane Tracker 2022, <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2022/estimating-methane-emissions>
-
- 114 CPI 2022 : The Landscape of Methane Abatement Finance.
-
- 115 IEA 2022 : Global Methane Tracker 2022, <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2022>
-
- 116 IEA 2023 : Methane emissions remain stubbornly high in 2022 even as soaring energy prices made actions to reduce them cheaper than ever, <https://www.iea.org/news/methane-emissions-remained-stubbornly-high-in-2022-even-as-soaring-energy-prices-made-actions-to-reduce-them-cheaper-than-ever>
-
- 117 CBC News 17 avril 2020 : \$1.7B to clean up orphaned and abandoned wells could create thousands of jobs, <https://www.cbc.ca/news/canada/calgary/federal-oil-and-gas-orphan-wells-program-1.5535943>
-
- 118 United States Department of Treasury : Guidance on Fossil Fuel Energy at the Multilateral Development Banks, <https://home.treasury.gov/system/files/136/Fossil-Fuel-Energy-Guidance-for-the-Multilateral-Development-Banks.pdf>

- 119 US Department of State 2022 : Joint Declaration from Energy Importers and Exporters on Reducing Greenhouse Gas Emissions from Fossil Fuels, <https://www.state.gov/joint-declaration-from-energy-importers-and-exporters-on-reducing-greenhouse-gas-emissions-from-fossil-fuels/>
-
- 120 Si des marchés volontaires du carbone opèrent dans un environnement où des réglementations sont en vigueur, les critères d'additionnalité doivent être précisés. Si les réglementations imposent des réductions, celles-ci ne seront pas considérées comme « additionnelles » et n'ouvriront donc pas la possibilité d'être compensées sur un marché du carbone.
-
- 121 IEA 2020 : Global Methane Tracker 2020, <https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2020/methane-abatement-options>
-
- 122 The World Bank 2022 : Financing Solutions to Reduce Natural Gas Flaring and Methane Emissions, <https://openknowledge.worldbank.org/server/api/core/bitstreams/27e9b31f-c8bf-5fa4-aechap3-3576d60e1a48/content>
-
- 123 The World Bank 2022 : Financing Solutions to Reduce Natural Gas Flaring and Methane Emissions, <https://openknowledge.worldbank.org/entities/publication/e7bb2e64-799c-59d7-9f92-4531d541b129>
-
- 124 Ecofys 2004 : Introduction Guide Clean Development Mechanism Projects in Early Transition Countries, p. 3, <https://www.oecd.org/env/outreach/34595305.pdf>

Chapitre 12

- 125 IEA, <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/marginal-abatement-cost-curve-for-oil-and-gas-related-methane-emissions-globally>
-
- 126 Climate Group : Further, Faster, Together: *Under2 Leaders Actions at COP26*, <https://www.theclimategroup.org/further-faster-together-under2-leaders-actions-cop26>, (dernière visite le 5 mai 2023)
-
- 127 US Department of State 2022 : U.S. State Department and Bloomberg Philanthropies Announce Support for the Subnational Climate Action Leaders' Exchange, <https://www.state.gov/u-s-state-department-and-bloomberg-philanthropies-announce-support-for-the-subnational-climate-action-leaders-exchange/>
-
- 128 OGCI: OGCI Aiming for Zero Methane Emissions Initiative, <https://aimingforzero.ogci.com/>
-
- 129 Climate and Clean Air Coalition, <https://www.ccacoalition.org/en/activity/reducing-methane-emissions-mexico's-oil-and-gas-sector>
-
- 130 Climate and Clean Air Coalition, <https://www.ccacoalition.org/en/news/harnessing-law-slash-methane-emissions-oil-and-gas-industry-0>

Annexe

- 131 Convention-cadre Évaluation mondiale du méthane : <http://ccacoalition.org/en/resources/global-methane-assessment-full-report>
-
- 132 Ce cadre n'aborde pas les questions d'approvisionnement en viande et de réduction de la demande qui pourraient être des facteurs clés des stratégies de réduction des émissions à long terme. Les responsables politiques élaborant des stratégies dans ce cadre devraient être vigilants pour éviter de créer des incitations aux effets pervers ou de verrouiller des programmes qui pourraient inhiber les efforts futurs.
-
- 133 PNUE et CACC 2022 : Évaluation mondiale du méthane : Rapport de référence 2030, <https://www.ccacoalition.org/en/resources/global-methane-assessment-full-report>

Colophon

Ce manuel est publié sous la licence Creative Commons Attribution-NonCommercial-ShareAlike 4.0 International (CC BY NC SA).

Il a été rédigé à l'aide de la méthode Book Sprints (www.booksprints.net) en mai 2023.

Auteurs : Adam Pacsi, Chathura Wijesinghe, Darin Schroeder, Deanna Haines, Eric Camp, Gil Damon, K.C. Michaels, Kenyon Weaver, Mohamed Badissy, Naadira Ogeer, Rafiqul Islam, Ryan Wong, Steve Wolfson

Facilitatrice Book Sprints : Barbara Rühling

Relectrices : Raewyn Whyte, Christine Davis

Concepteur HTML du livre : Manuel Vazquez

Illustrateur et concepteur de la couverture : Lennart Wolfert, Henrik van Leeuwen

Photo de couverture : Capture d'écran d'une vidéo thermographique enregistrée par une caméra infrarouge et mise à disposition de Reuters le 10 juin 2021 par la Clean Air Task Force (CATF)

Police : Inria par The Black[Foundry], Techna par Carl Enlund, Faune par Alice Savoie

Ce document sera cité comme : Les émissions de méthane dans le secteur pétrolier : Manuel pour les responsables politiques (2023).



Financé par :

Bureau of Energy Resources

U.S. DEPARTMENT *of* STATE

Développé par :



CLDP

COMMERCIAL LAW DEVELOPMENT PROGRAM

Participants institutionnels :



Berkeley
Law

Center for Law, Energy,
& the Environment



The Commonwealth