

USA. Seuil de fuite de méthane pour des bénéfices climatiques nets de la valorisation du biogaz issu des eaux usées.

Résumé

La valorisation du biogaz est essentielle à la décarbonation des stations d'épuration des eaux usées (STEP), offrant une production d'énergie renouvelable parallèlement au traitement des déchets.

Cependant, les fuites de méthane (CH_4) lors de la digestion et du traitement du biogaz peuvent fortement compromettre leurs avantages climatiques, et ce risque reste encore mal caractérisé.

Nous présentons ici une évaluation à l'échelle nationale américaine des seuils de fuite de CH_4 au delà desquels les systèmes de biogaz des STEP perdent leurs avantages climatiques nets.

En compilant les données de fuite mesurées dans plus de 50 installations et en analysant toute la littérature disponible, nous avons constaté que le taux de fuite variait de 0,4 % à 65 %, et qu'une grande partie des systèmes actuels dépassent le seuil de neutralité carbone, indiquant un risque climatique important.

Les analyses de scénarios et de sensibilité régionales et technologiques montrent que les seuils de neutralité carbone varient de 2 % à 10 % du biogaz produit, selon la récupération de chaleur, l'intensité des émissions du réseau et les filières d'utilisation du biogaz.

La décarbonation du réseau modifie encore ces seuils, rendant les systèmes à gaz naturel renouvelable plus viables que la cogénération dans un contexte énergétique bas carbone futur.

L'analyse propose une feuille de route quantitative montrant comment la détection et la réparation ciblées des fuites peuvent transformer la plupart des installations, actuellement considérées comme des passifs climatiques, en actifs, générant ainsi des gains à la fois climatiques et économiques et soulignant le besoin urgent de politiques contraignantes de surveillance et d'atténuation du méthane pour réaliser le potentiel de zéro émission nette du biogaz issu des eaux usées.

Principal

Les stations d'épuration des eaux usées (STEP) sont essentielles à la santé publique et environnementale, mais elles figurent parmi les composantes les plus énergivores des infrastructures municipales.

Aux États-Unis, les STEP consomment collectivement plus de 30 TWh d'électricité par an, soit jusqu'à 3 % de la demande nationale ^{1,2,3,4,5} .

Cette consommation énergétique considérable représente non seulement un lourd fardeau financier pour les services publics ⁶ , mais contribue également de manière significative à leur empreinte carbone.

En réponse, la valorisation du biogaz sur site constitue une stratégie répandue et facilement déployable pour réduire la consommation d'énergie externe et décarboner le secteur du traitement des eaux usées.

En effet, les boues d'épuration contiennent une abondance de matières organiques et peuvent produire entre 0,75 N m³ et 1,12 N m³ de méthane biogénique (CH_4) par kg de matières volatiles ^{7,8,9} .

De nombreuses STEP intègrent la digestion anaérobie (DA) à des systèmes de cogénération (production combinée de chaleur et d'électricité) pour produire de l'électricité et de l'énergie thermique sur site.

On estime que le biogaz issu des stations d'épuration américaines pourrait générer jusqu'à 28 TWh d'électricité par an, couvrant ainsi la quasi-totalité des besoins en électricité du secteur¹⁰.

La valorisation du biogaz en gaz naturel renouvelable (GNR) pour l'injection dans les réseaux ou l'alimentation des véhicules est également devenue de plus en plus viable, grâce aux progrès technologiques et aux incitations financières encourageant la conversion des déchets en énergie.

Par conséquent, l'utilisation du biogaz dans le traitement des eaux usées offre des solutions concrètes aux enjeux énergétiques et climatiques, tout en générant de la valeur économique : une situation gagnant-gagnant pour toutes les parties prenantes.

Cependant, les bénéfices climatiques nets des systèmes de biogaz dépendent non seulement de l'énergie qu'ils produisent, mais aussi de la maîtrise des émissions de CH₄ tout au long du processus.

Dans les stations d'épuration des eaux usées (STEP), les émissions de gaz à effet de serre (GES) se répartissent en trois catégories :

- La catégorie 1 inclut les émissions directes liées aux procédés de traitement ;
- La catégorie 2 couvre les émissions indirectes dues à la consommation d'électricité et de chaleur ;
- et la catégorie 3 englobe les émissions de la chaîne de valeur, notamment celles liées à la construction et à l'utilisation de produits chimiques¹¹.

Polluant climatique puissant et de courte durée de vie, même de faibles fuites de CH₄ lors de la production, du stockage, de la valorisation ou de l'utilisation peuvent entraîner des émissions importantes de catégorie 1¹², compromettant ainsi les réductions d'émissions de catégorie 2 obtenues grâce à la production d'énergie renouvelable à partir du biogaz.

De plus, la maîtrise des fuites de CH₄ permet d'accroître le rendement en biogaz et d'améliorer la rentabilité du système.

Malgré l'adoption croissante des systèmes de méthanisation, les évaluations globales prenant en compte à la fois les émissions et les compensations énergétiques restent rares, ce qui constitue une lacune importante dans l'évaluation des stratégies de décarbonation.

Les systèmes de traitement des eaux usées contribuent à hauteur de 5 à 8 % aux émissions anthropiques mondiales de CH₄¹³, les installations utilisant la méthanisation émettant plus de trois fois plus de CH₄ que celles qui n'en utilisent pas¹⁴.

Le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) a fait de la réduction des émissions de méthane dans les systèmes de traitement des eaux usées une stratégie prioritaire pour réduire de moitié les émissions nettes d'ici 2030¹⁵.

Pourtant, malgré l'importance de ce secteur, les directives réglementaires claires et spécifiques aux fuites de méthane dans les systèmes de traitement des eaux usées restent insuffisantes.

Les analyses de cycle de vie supposent généralement des taux de fuite de biogaz compris entre 1 % et 5 %, des outils notables tels que GREET estimant les fuites à 2 % aux étapes de production et de valorisation¹⁶ .

En revanche, des mesures de terrain ont révélé des pertes de méthane allant de 2 % à plus de 30 % de la production totale de biogaz, les principaux points de fuite étant la ventilation du procédé (par exemple, les soupapes de décharge des digesteurs), le stockage du gaz et les procédés de traitement du digestat¹⁷ .

Ces résultats font écho aux constats du secteur pétrolier et gazier, où des mesures récentes ont estimé les émissions totales de méthane à 2,3 % de la production gazière américaine¹⁸ , amenant les chercheurs à s'interroger sur le bénéfice climatique net du gaz naturel par rapport à l'extraction du charbon ^{19,20} .

Il convient de noter que les taux de fuite dans les systèmes de biogaz sont souvent proportionnellement plus élevés que dans les filières énergétiques fossiles, notamment dans les stations d'épuration des eaux usées (STEP) à boues dont les infrastructures sont vieillissantes et les contrôles d'émissions limités ^{21,22} .

Malgré des preuves croissantes, issues de mesures directes, d'émissions fugitives importantes, les cadres réglementaires restent insuffisants et aucune évaluation de la décarbonation n'a, à ce jour, quantifié le compromis entre la valorisation énergétique et les émissions fugitives.

Sans une telle analyse, les affirmations concernant la durabilité du biogaz issu des eaux usées risquent d'être incomplètes, voire trompeuses.

Pour combler cette lacune critique, cette étude présente une évaluation exhaustive des seuils de fuite de CH₄ au -delà desquels les systèmes de biogaz des stations d'épuration ne génèrent plus d'avantages climatiques nets.

À partir des données de plus de 50 installations et d'une modélisation par scénarios couvrant différentes filières technologiques et profils d'intensité d'émission (IE) du réseau électrique régional, nous définissons des seuils de neutralité carbone et évaluons la performance des émissions observées.

Nous examinons également comment la décarbonation du réseau modifie ces seuils et influence la performance climatique relative du gaz naturel renouvelable (GNR) par rapport à la cogénération à long terme.

En nous inspirant des stratégies de détection et de réparation des fuites (DRF) du secteur pétrolier et gazier, nous proposons une feuille de route pour aligner l'utilisation du biogaz dans les stations d'épuration sur les objectifs climatiques.

En définitive, ce travail éclaire les politiques et les opérations afin d'aider les stations d'épuration à maximiser les retours environnementaux et économiques de la valorisation du biogaz dans le cadre de la transition énergétique.

Résultats

Interaction entre les gains de biogaz et les pertes de méthane

La digestion anaérobie (DA) est largement utilisée pour la stabilisation des boues dans les grandes stations d'épuration municipales en raison de ses avantages économiques et environnementaux ²³ .

Aux États-Unis, environ 64 % des eaux usées traitées le sont dans des installations utilisant la DA (figure supplémentaire 1).

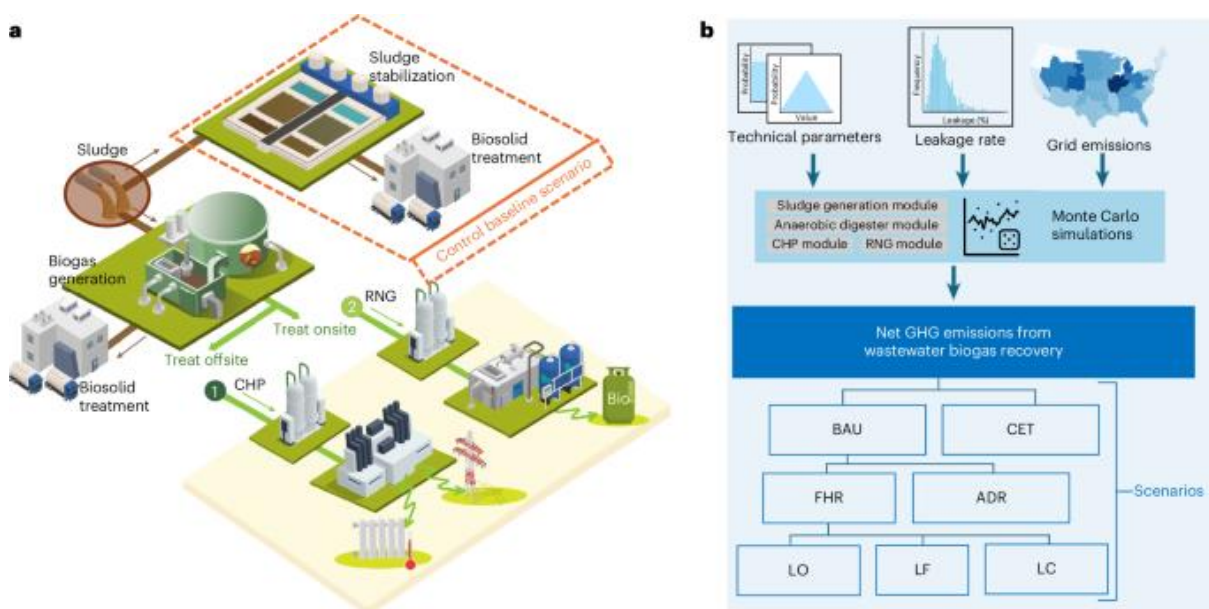
Cependant, les émissions nettes et les bénéfices climatiques qui en découlent grâce à la valorisation du biogaz dépendent d'une maîtrise efficace des fuites de méthane. Historiquement, la réglementation et les inventaires d'émissions ont largement négligé les émissions fugitives de la chaîne d'approvisionnement en biogaz, notamment en raison d'un manque de facteurs d'émission représentatifs et de données précises spécifiques à chaque installation²⁴ .

Avec la popularisation des projets de biogaz, il est devenu crucial de comprendre les seuils de fuite et leurs conséquences sur l'impact climatique net.

Pour y remédier, nous avons développé un modèle d'émissions nettes de GES pour le secteur des eaux usées aux États-Unis afin de quantifier les émissions de deux voies d'utilisation du biogaz (combustion par cogénération ou valorisation en gaz naturel renouvelable) et d'identifier les seuils de fuite pour obtenir des bénéfices climatiques nets (figure 1a) .

Le modèle intègre les apports énergétiques, les émissions évitées grâce à la récupération d'énergie renouvelable et les fuites fugitives de méthane, permettant des comparaisons cohérentes entre les scénarios de décarbonation opérationnelle et du réseau (Fig. 1b) .

Fig. 1 : Limites du système et aperçu du modèle.



Le texte alternatif de cette image a peut-être été généré à l'aide d'une IA.

a) Traitement des boues d'épuration dans les stations d'épuration. Le scénario de référence est constitué d'installations traitant les boues mais n'utilisant pas de biogaz.

Le traitement hors site (ou utilisation du biogaz hors site) désigne les installations produisant du biogaz et le transportant vers des usines externes pour une utilisation ultérieure.

Le traitement sur site désigne les installations produisant et utilisant du biogaz (cogénération ou gaz naturel renouvelable) sur place.

Pour les installations produisant du biogaz par digestion anaérobie, deux voies d'utilisation, la cogénération et le gaz naturel renouvelable, ont été envisagées et comparées.

b) Schéma simplifié du cadre de modélisation des bénéfices climatiques nets, avec illustrations de scénarios. Crédit : Fichiers de formes de la région EMM de l'EIA américaine (janvier 2024).

La figure 2 illustre comment l'interaction entre la valorisation énergétique du biogaz et les taux de fuite de méthane (0 à 20 %, correspondant à la fourchette observée dans la plupart des données empiriques) induit des variations des émissions nettes de GES.

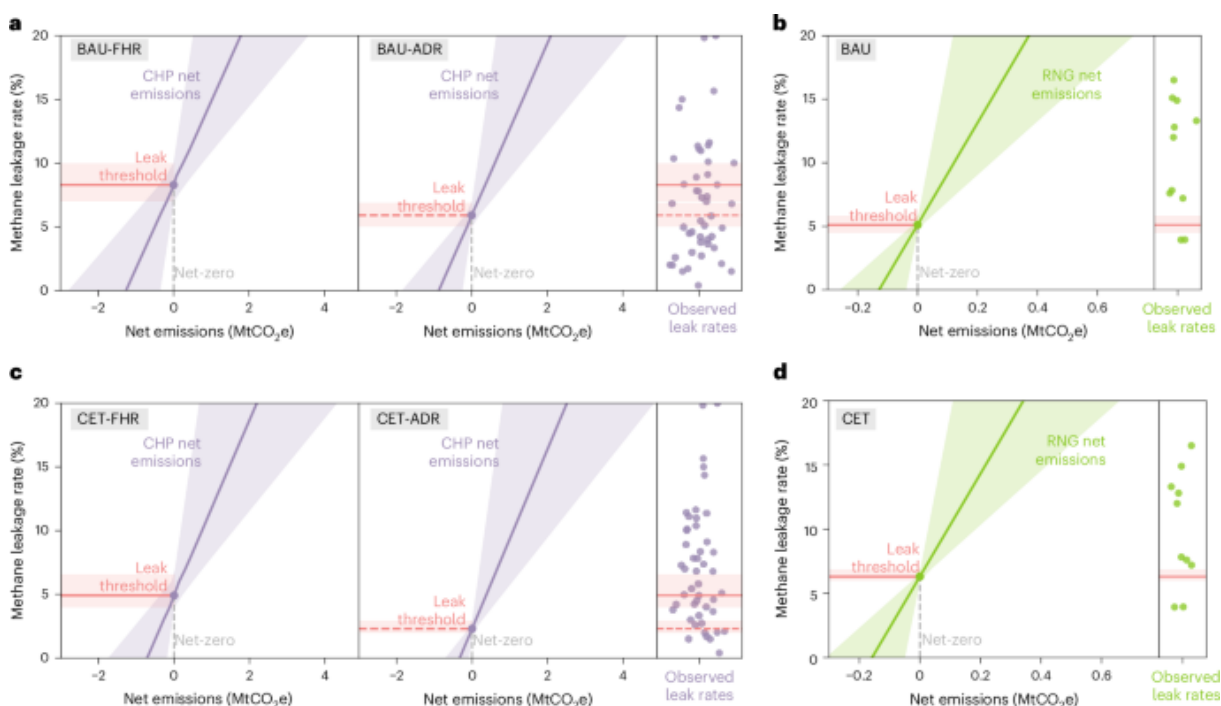
Ces émissions nettes augmentent avec l'accroissement des fuites de méthane, la vitesse d'augmentation variant selon le niveau de production de boues et le type de technologie.

Chaque graphique présente un seuil de fuite nul, défini comme le taux de fuite pour lequel la courbe des émissions nettes s'annule.

En deçà de ce seuil, la valorisation du biogaz est bénéfique pour le climat.

Dès que les fuites atteignent ou dépassent ce seuil, les émissions totales deviennent nettes positives et la station d'épuration ne présente plus d'avantages climatiques. Ce seuil de fuite nul varie selon l'installation, le type de technologie et le scénario d'exploitation.

Fig. 2 : Seuil de fuite de méthane à l'échelle nationale pour atteindre des émissions nettes nulles provenant de l'utilisation du biogaz dans les stations d'épuration des eaux usées américaines.



Le texte alternatif de cette image a peut-être été généré à l'aide d'une IA.

a – d, Émissions nettes de GES des systèmes de cogénération (CHP) selon le scénario de référence (a) et le scénario d'échange climatique (CET) (c), et des systèmes de gaz naturel renouvelable (RNG) selon le scénario de référence (b) et le scénario d'échange climatique (CET) (d), présentées en fonction du taux de fuite de CH₄ , superposées aux observations de fuites compilées.

Les zones ombrées indiquent les limites supérieure et inférieure des résultats de simulation.

Les lignes rouges horizontales et les zones ombrées marquent les seuils de fuite de CH₄ pour atteindre la neutralité carbone ; le dépassement de ces seuils entraîne des émissions nettes positives et des impacts climatiques négatifs.

Les lignes grises verticales indiquent le point d'émission nette nulle. Les points représentent les taux de fuite observés, indépendamment du modèle. ADR : demande de chaleur pour la digestion anaérobie uniquement, où la chaleur récupérée est limitée au chauffage du digesteur sur site ; scénario d'électricité de référence (émissions du réseau en 2022) ; scénario d'échange climatique (CET) aligné sur les objectifs de neutralité carbone des États selon les projections du réseau pour 2050 ; et FHR : toute la chaleur produite par la cogénération est intégralement utilisée.

Dans des conditions de production d'électricité normales, une fuite de CH₄ de 7 à 10 % annule complètement les avantages liés aux émissions de gaz à effet de serre offerts par la cogénération, tandis que ce seuil tombe à 5-6 % pour les systèmes au gaz naturel renouvelable (Fig. [2a,b](#)).

Cette différence reflète le double remplacement de l'électricité et de l'énergie thermique par la cogénération, alors que le gaz naturel renouvelable nécessite des apports énergétiques supplémentaires pour la valorisation et la compression. L'utilisation de la chaleur module fortement les performances de la cogénération. Lorsque la chaleur récupérée n'est utilisée que pour répondre aux besoins du digesteur au lieu d'être intégralement récupérée, les seuils de neutralité carbone diminuent sensiblement (Note supplémentaire [3](#)).

La décarbonation du réseau électrique redéfinit ces relations.

Dans le cadre de la transition vers une électricité propre (TEP), où l'indice d'efficacité énergétique (IE) moyen du réseau électrique diminue de plus de 50 % d'ici 2050, le seuil de cogénération se resserre à environ 4-6 % avec récupération intégrale de la chaleur, car la valeur climatique du remplacement de l'électricité du réseau diminue (Fig. [2c](#)).

En revanche, le seuil de gaz naturel renouvelable (GNR) s'assouplit à environ 6-7 % car l'électricité utilisée en amont pour sa valorisation devient plus propre (Fig. [2d](#)). Ceci souligne le potentiel stratégique du déploiement du GNR dans un avenir énergétique propre, en particulier pour les secteurs difficiles à décarboner comme le transport lourd où l'électrification directe demeure un défi.

Lorsque les taux de fuite de méthane observés lors du fonctionnement réel des stations d'épuration des eaux usées (STEP) sont comparés aux seuils de référence, les difficultés apparaissent clairement.

Plus de 30 % des taux de fuite observés pour la cogénération dépassent le seuil de neutralité carbone dans les conditions actuelles (BAU), et ce pourcentage grimpe à plus de 60 % dans un scénario de transition écologique (CET).

Pour le gaz naturel renouvelable (GNR), plus de 80 % des taux de fuite observés dépassent leurs seuils respectifs, malgré la taille limitée des échantillons.

Cet écart met en évidence un décalage critique entre les objectifs climatiques théoriques et les réalités opérationnelles, soulignant l'urgence d'améliorer la détection, la quantification et la réduction des fuites afin de garantir que la valorisation du biogaz contribue réellement à la réduction des émissions.

Bien que la décarbonation du réseau électrique national soit censée modifier la dynamique et durcir les critères d'évaluation au fil du temps, les disparités géographiques méritent également d'être prises en compte.

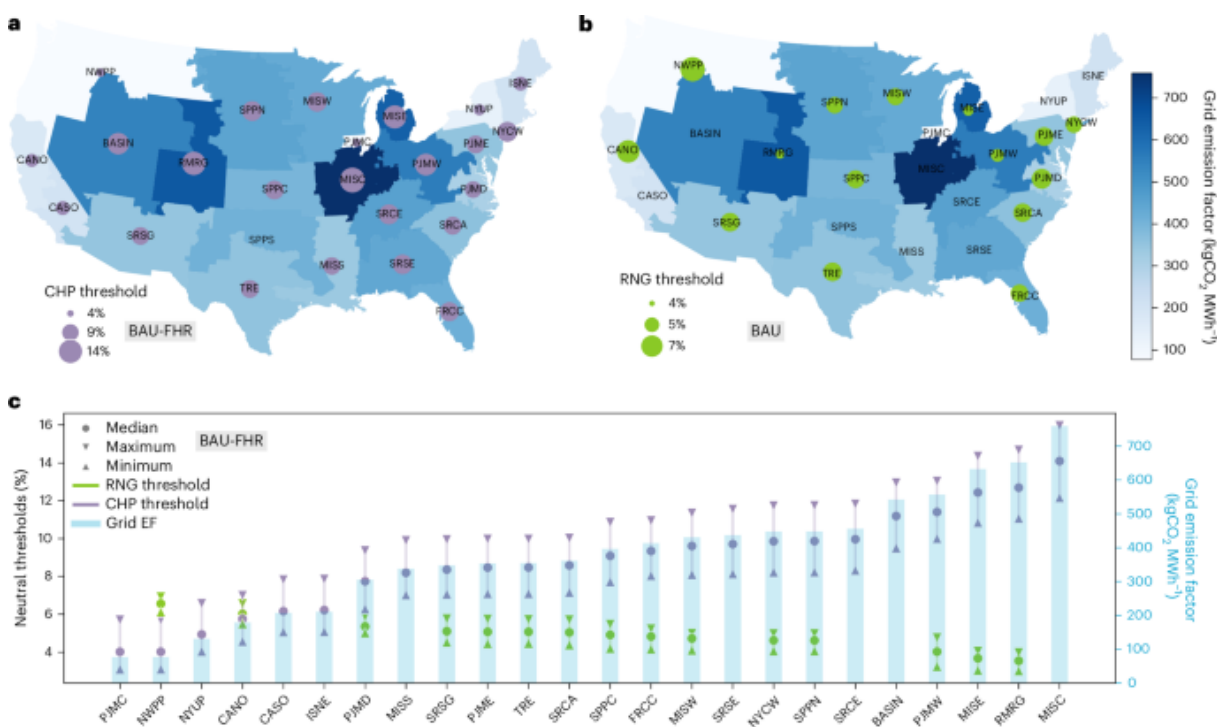
Plus précisément, les régions présentant des indices d'efficacité énergétique (IE) plus élevés affichent des seuils de neutralité carbone plus élevés pour les systèmes de cogénération (Fig. 3a).

Dans ces régions, les taux de fuite admissibles pourraient atteindre 14 %, soit près du double de la moyenne nationale.

À l'inverse, des régions comme le Nord-Ouest et le nord de l'État de New York présentent déjà une empreinte carbone plus faible grâce à leur recours aux énergies renouvelables.

Même de faibles fuites de méthane peuvent rapidement annuler, voire surpasser, les avantages environnementaux liés au remplacement de l'électricité du réseau. Par conséquent, les stratégies de déploiement du biogaz doivent être adaptées aux caractéristiques des réseaux électriques régionaux et aux trajectoires de décarbonation afin de garantir l'intégrité environnementale.

Fig. 3 : Seuil de fuite de méthane à l'échelle régionale pour une utilisation du biogaz à émissions nettes nulles dans les stations d'épuration des eaux usées américaines dans différents scénarios.



Le texte alternatif de cette image a peut-être été généré à l'aide d'une IA.

a) Seuil de fuite de méthane à émissions nettes nulles pour les systèmes de cogénération par sous-région dans le scénario de référence BAU-FHR.

b) Seuil de fuite de méthane à émissions nettes nulles pour les systèmes de gaz naturel renouvelable par sous-région dans le scénario de référence BAU.

c) Comparaison des plages de seuils pour les systèmes de cogénération et de gaz naturel renouvelable dans les différentes sous-régions. Les marqueurs indiquent les seuils médians de fuite de méthane pour l'ensemble des installations au sein de chaque sous-région eGRID.

Les barres d'erreur indiquent les seuils minimum et maximum au niveau régional. Les barres bleu clair représentent les facteurs d'émission du réseau régional. Les

abréviations des sous-régions sont fournies dans la figure supplémentaire [2](#). Crédit : Fichiers de formes des régions EMM de l'EIA américaine (janvier 2024).

Globalement, les systèmes de cogénération maintiennent des seuils de neutralité carbone systématiquement plus élevés que les systèmes de gaz naturel renouvelable (GNR) (Fig. [3c](#)).

Bien que le soutien réglementaire et financier au GNR ait progressé ces dernières années, son adoption reste limitée dans de nombreuses régions, en raison d'obstacles liés aux infrastructures, à l'interconnexion des gazoducs et à l'accès au marché.

De fait, l'absence de seuils de GNR sur la figure indique une absence d'adoption actuelle du GNR, d'après les données disponibles (Fig. [3b](#)). Par ailleurs, les avantages climatiques du GNR peuvent être amoindris par les émissions de méthane provenant du réseau de distribution de gaz naturel après injection. Des études ont montré que les émissions de méthane des réseaux de distribution urbains sont nettement supérieures aux estimations, le vieillissement des infrastructures dans des régions comme le nord-est des États-Unis y contribuant fortement ^{18,25}.

Le GNR distribué hérite du taux de fuite du réseau de distribution local, ce qui engendre une charge d'émissions importante et variable selon la localisation, largement négligée dans les analyses de cycle de vie. Comblar cette lacune représente un axe de recherche important pour l'avenir, compte tenu notamment de la forte hétérogénéité spatiale et du manque actuel de données au niveau des installations.

Malgré ces besoins urgents, la réglementation encadrant les fuites de méthane dans le secteur du biogaz fait défaut, notamment pour le traitement des eaux usées.

À titre de comparaison, l'Association danoise du biogaz s'est fixé un objectif national de réduction des pertes totales de méthane à moins de 1 % d'ici 2020.

Lorsque les mesures indiquent que les pertes de méthane d'une installation dépassent 2 % de la production annuelle ou 50 t/an, des consultants externes doivent proposer des mesures d'atténuation pour chaque source de fuite ²⁶.

De même, la directive européenne refondue sur les énergies renouvelables (RED II) conditionne l'éligibilité du biogaz à la démonstration de réductions d'émissions de GES sur l'ensemble de son cycle de vie.

Les critères favorisent intrinsèquement l'utilisation du biométhane dans le secteur des transports par rapport au secteur du chauffage, du fait d'un coefficient de comparaison avec les combustibles fossiles plus élevé et d'une exigence de réduction des émissions moins contraignante ²⁷.

Cette priorisation, dictée par les politiques publiques, est stratégiquement judicieuse dans le contexte de la décarbonation des réseaux électriques, renforçant ainsi la valeur stratégique du gaz naturel renouvelable (GNR) pour l'avenir. Ces précédents internationaux soulignent l'importance de la comptabilisation du méthane à l'échelle de l'installation comme base d'une performance climatique crédible, non seulement pour les systèmes d'eaux usées, mais aussi dans l'ensemble du secteur du biogaz.

Nature particulière des pertes de méthane liées à la récupération du biogaz dans les stations d'épuration

Nos résultats montrent que la plupart des taux de fuite observés dépassent les seuils de fuite de méthane, ce qui souligne l'urgence d'une investigation plus approfondie. Les pourcentages de perte de méthane varient considérablement, allant de 0,40 % à 65 % du méthane total produit, selon les données bibliographiques et les données de terrain recueillies (Tableau supplémentaire 2).

La plupart des fuites mesurées dépassent le seuil de 5 % recommandé par les lignes directrices du GIEC pour la digestion anaérobie des déchets organiques. Il convient de noter que les normes techniques garantissant le torchage des émissions accidentelles de CH₄ devraient aboutir à des émissions de méthane quasi nulles²⁸.

En pratique, cependant, les fuites de méthane provenant des torchères ouvertes peuvent être importantes. Cet écart suggère une sous-estimation systématique des émissions lors de l'utilisation du biogaz, or les recommandations du GIEC sont restées inchangées lors de leur mise à jour en 2019.

Après exclusion des valeurs aberrantes (méthode de l'écart interquartile [EIQ]), les installations de plus petite taille ont présenté des taux de fuite plus élevés (Fig. 4a), confirmant les résultats antérieurs selon lesquels la taille de l'installation influence fortement les émissions de méthane ^{17,22,29}.

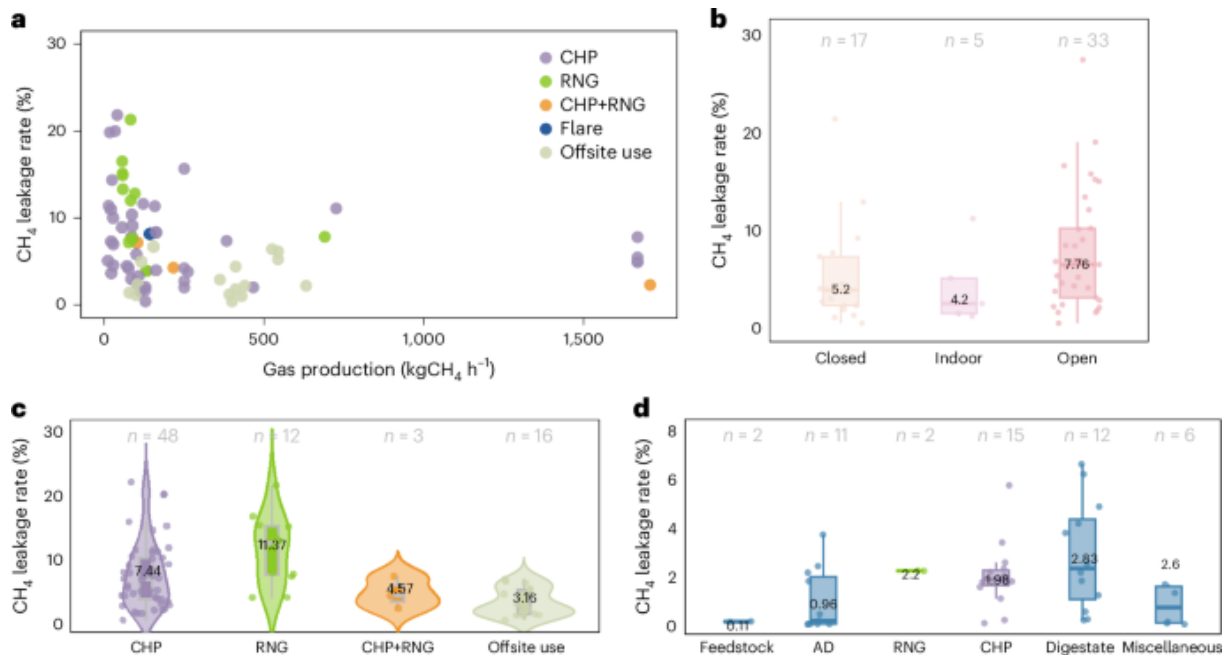
À l'échelle de l'installation (Fig. 4c), l'utilisation du biogaz hors site a démontré le taux de fuite de méthane le plus faible, indiquant que les fuites importantes de méthane se produisent principalement lors de la manipulation et de l'utilisation du gaz sur site ^{30,31}.

Par conséquent, le traitement centralisé du biogaz pourrait offrir des avantages environnementaux, en particulier pour les petites installations ne disposant pas de ressources suffisantes.

Parmi les filières sur site, les systèmes de gaz naturel renouvelable (GNR) présentent des taux de fuite plus élevés que les systèmes de cogénération (CHP), probablement en raison de la complexité des processus d'épuration en plusieurs étapes (Note supplémentaire 4).

Ce résultat contraste avec des recherches antérieures suggérant des différences minimales entre les systèmes GNR et CHP ³². La différence observée provient probablement de notre analyse exclusive des technologies de biogaz spécifiques aux stations d'épuration des eaux usées (STEP) plutôt que des installations de biogaz générales utilisant diverses matières premières, ce qui souligne l'importance d'une analyse sectorielle. Les installations de traitement des eaux usées présentent des profils d'émissions uniques qui justifient une étude dédiée plutôt que de se fier à des indicateurs de performance plus généraux de l'industrie du biogaz qui pourraient sous-estimer la variabilité réelle des performances.

Fig. 4 : Taux de fuite de méthane provenant de la récupération du biogaz dans les installations de traitement des eaux usées.



Le texte alternatif de cette image a peut-être été généré à l'aide d'une IA.

a) Fuites de méthane en fonction de l'échelle selon les différentes filières d'utilisation du biogaz.

b) Taux de fuite de méthane (%) au niveau de l'installation, lié à la récupération du biogaz dans les stations d'épuration, selon le type de stockage du digestat.

c) Taux de fuite de méthane (%) au niveau de l'installation, selon les filières d'utilisation du biogaz, y compris les installations utilisant les deux filières et l'utilisation hors site.

d) Taux de fuite de méthane (%) au niveau de l'unité, pour les principales unités de traitement, notamment la manutention des matières premières, la production de biométhane (digestion anaérobie), le traitement du biogaz (cogénération, valorisation en gaz naturel renouvelable), la gestion du digestat et diverses autres sources. Les diagrammes en boîte représentent les 25e, 50e et 75e percentiles ; les limites des valeurs aberrantes sont basées sur $1,5 \times$ l'écart interquartile (75e percentile moins 25e percentile).

Les nombres représentent la moyenne arithmétique. Les courbes en violon représentent les distributions de probabilité, estimées par la méthode du noyau. n : nombre de données de surveillance.

Au niveau du procédé unitaire (Fig. 4d), les fuites de méthane étaient inégalement réparties entre les différentes étapes. La manipulation du digestat (traitement post-digestion et stockage) et l'utilisation du biogaz sont identifiées comme les principales sources de fuites^{31, 33, 34, 35, 36, 37, 38}. Lors de l'utilisation du biogaz, les unités de gaz naturel renouvelable (GNR) ont présenté des fuites plus importantes que les unités de cogénération (CHP), confirmant ainsi les observations faites à l'échelle de l'installation.

Il convient de noter que les sources de fuites déterminent les domaines où la réduction des fuites de méthane (LDAR) peut apporter des améliorations et les limites imposées par les seuils de récupération technologiques (Note supplémentaire 4).

Dans les systèmes de cogénération, la combustion incomplète entraîne des émissions inévitables qui ne peuvent être atténuées que par un post-traitement. En revanche, les systèmes de GNR subissent des pertes principalement dues à des

taux de récupération du biométhane historiquement plus faibles et au rejet des gaz résiduels lors de la valorisation.

Ces pertes peuvent être réduites grâce à des technologies de valorisation avancées et à l'oxydation des gaz résiduels, comme le recommande l'Agence américaine de protection de l'environnement (EPA)³⁹ .

Les émissions de digestat résultent de l'activité microbienne continue et du dégagement de bulles de méthane résiduelles. Quelle que soit la configuration de stockage (Fig. 4b), les stations d'épuration des eaux usées (STEP) disposant d'un stockage de digestat ouvert ou non étanche aux gaz ont systématiquement présenté les pertes les plus élevées.

Si la plupart des STEP stockent le digestat dans des cuves fermées, ces dernières ne sont généralement pas intégrées au système de traitement du biogaz. Le stockage étanche aux gaz du digestat s'est avéré très efficace pour réduire les émissions et est largement utilisé en digestion agricole, mais reste sous-utilisé dans les systèmes de traitement des eaux usées ^{33,40} .

Des études comparatives récentes indiquent que les STEP présentent des pertes de méthane systématiquement plus élevées que les unités de méthanisation agricole, en raison de choix de conception des infrastructures et de l'exploitation ^{17,41} , plutôt que d'une limitation inhérente à la digestion anaérobie.

Bien que le stockage intérieur avec captage du gaz ait permis d'obtenir les pertes les plus faibles, son adoption est freinée par des coûts d'infrastructure et une complexité d'exploitation plus élevés.

En résumé, les fuites de méthane ne constituent pas un défaut inhérent à la technologie de biogaz issue du traitement des eaux usées, mais résultent de problèmes techniques et opérationnels identifiables et maîtrisables (Tableau supplémentaire 3).

Des travaux futurs sont notamment nécessaires pour déterminer si les installations dotées de configurations de boues plus avancées, telles que l'élimination complète des nutriments, présentent systématiquement moins de fuites de méthane. Ces travaux permettraient de clarifier dans quelle mesure la maîtrise des émissions de méthane est liée à la qualité globale de la gestion, plutôt que d'être uniquement déterminée par l'infrastructure de traitement du gaz.

Toutefois, la connaissance détaillée des émissions provenant de ces sources demeure limitée, ce qui souligne la nécessité d'améliorer la disponibilité et la qualité des données afin de mieux évaluer l'impact des émissions sur l'empreinte carbone des stations d'épuration et d'identifier les mesures de réduction des émissions appropriées.

Avantages de la minimisation des fuites dans la récupération du biogaz des stations d'épuration

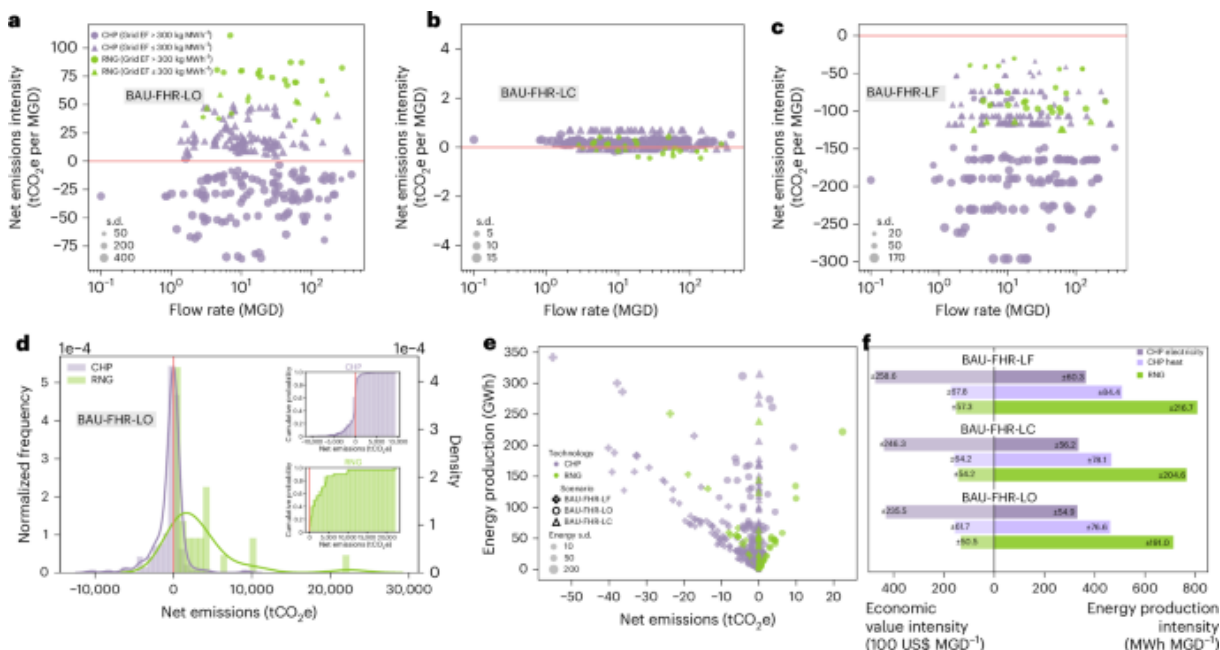
Afin de quantifier globalement les émissions nettes de GES liées aux systèmes de production et d'utilisation du biogaz, une évaluation complète, incluant les émissions de portée 1 et de portée 2, a été menée selon trois scénarios représentatifs de fuites de méthane, à l'aide d'une simulation de Monte-Carlo :

(1) le sous-scénario avec fuites observées (LO), basé sur des données de terrain reflétant les conditions réelles ;

(2) les sous-scénarios avec fuites contrôlées (LC), représentant les réductions potentielles ;

et (3) le sous-scénario sans fuite (LF), supposant une absence totale de fuites de méthane. Notamment, l'intégration des taux de fuites de méthane observés a considérablement modifié les résultats (Fig. 5), remettant en question l'hypothèse, longtemps admise et par défaut, selon laquelle les systèmes de biogaz présentent des avantages climatiques nets grâce à la production d'énergie renouvelable.

Fig. 5 : Simulation des émissions nettes issues de la récupération d'énergie du biogaz dans les stations d'épuration des eaux usées américaines dans le cadre des scénarios BAU-FHR.



Le texte alternatif de cette image a peut-être été généré à l'aide d'une IA.

a–c, Intensité nette de GES par MGD traité selon les scénarios LO (a), LC (contraint aux seuils de zéro émission nette)

(b) et LF (c), respectivement. Les graphiques partagent une légende commune. d, Distribution des émissions nettes de GES par voie d'utilisation du biogaz selon le scénario LO.

e, Production d'énergie selon les scénarios de fuite de méthane. f, Comparaison de l'intensité moyenne de récupération d'énergie et de l'intensité de valeur économique associée selon les scénarios de fuite.

La ligne rouge représente les émissions nettes nulles. La taille des marqueurs est proportionnelle à l'écart-type calculé à partir de 1 000 simulations de Monte Carlo par installation. Les valeurs indiquées à côté des barres (avec \pm) représentent l'écart-type de l'incertitude d'intensité calculé à partir de 1 000 simulations de Monte Carlo.

Dans le scénario de fuites non contrôlées (BAU avec récupération complète de la chaleur et fuites observées, BAU-FHR-LO), les systèmes de cogénération ont généralement atteint des émissions nettes de GES inférieures à celles des systèmes au gaz naturel renouvelable ($p < 0,05$).

Environ la moitié des installations de cogénération ont affiché des émissions nettes négatives (Fig. 5a), témoignant de bénéfices climatiques mesurables. La distribution des émissions indique que, malgré la variabilité des deux scénarios, la cogénération présente généralement une distribution plus large, incluant des résultats d'émissions nettes fortement négatifs et positifs (Fig. 5d).

De plus, les systèmes de cogénération restent viables sur le plan climatique pour les petites stations de traitement des eaux usées, bien que la compensation des coûts d'électricité demeure cruciale pour leur viabilité économique ^{>42}. Il est à noter que la taille de l'installation n'a pas influencé de manière significative les résultats d'émissions nettes ni les incertitudes liées aux émissions ($p < 0,05$).

En revanche, la région géographique s'est révélée être un déterminant important de la variabilité des émissions ($p < 0,05$), principalement en raison des différences régionales d'efficacité énergétique du réseau, comme illustré à la Fig. 3. Par exemple, les stations d'épuration des eaux usées (STEP) situées dans des régions où l'impact environnemental du réseau (IER) dépasse 300 kgCO₂ / MWh ont généralement obtenu des résultats positifs en matière de climat grâce à la cogénération.

Les systèmes au gaz naturel renouvelable (GNR) se sont généralement concentrés sur des résultats modérément positifs en matière d'émissions, en raison du taux de fuite de méthane plus élevé observé dans ces systèmes. Leur répartition plus restreinte reflète également la part de marché plus faible du GNR dans la valorisation du biogaz des STEP aux États-Unis.

Lorsque les fuites de méthane étaient maîtrisées aux seuils d'émissions nettes nulles (tels qu'identifiés dans la section « Interaction entre les gains de biogaz et les pertes de méthane »), théoriquement, toutes les STEP atteignaient des intensités d'émission proches ou inférieures à la ligne de neutralité carbone (Fig. 5b), et la variabilité des émissions était considérablement réduite. En l'absence de fuites (Fig. 5c), la quasi-totalité des installations atteignent des intensités d'émissions nettes négatives, démontrant clairement des avantages climatiques substantiels.

Outre son impact sur le climat, la fuite de méthane compromet l'efficacité énergétique et présente des risques pour la santé et la sécurité. Chaque unité de méthane perdue représente une occasion manquée de produire de l'énergie renouvelable, tout en contribuant aux risques d'incendie, d'explosion et d'exposition professionnelle. Par exemple, en 2024, une fuite de gaz interne au Centre de traitement des eaux et des ressources de Dubuque (Iowa, États-Unis) a provoqué une explosion dans un bâtiment de traitement des boues ^{>43,44}.

En l'absence de fuite (scénario de référence – FHR-LF), les stations d'épuration des eaux usées (STEP) ont atteint les niveaux de production énergétique les plus élevés, certaines dépassant les 300 GWh par an (Fig. 5e). En présence de fuites (scénario de référence – FHR-LO), la plupart des STEP ont enregistré une baisse de leur production énergétique, accompagnée d'une augmentation substantielle de leurs émissions nettes. Ceci indique que la production énergétique unitaire reste relativement stable quel que soit le scénario de fuite, tandis que les performances en matière d'émissions sont très sensibles aux pertes de méthane en raison du fort potentiel de réchauffement climatique de ce gaz.

Sur le plan économique, la vente d'énergie contribue de manière significative au recouvrement des coûts d'exploitation, ce qui signifie que même de modestes améliorations en matière de réduction des fuites peuvent avoir des retombées économiques importantes. Par exemple, dans une station d'épuration des eaux usées (STEP) d'une capacité de 500 millions de gallons par jour (MGD) transformant le biogaz en gaz naturel renouvelable (GNR), une augmentation de 7 % de la récupération d'énergie (grâce à une réduction des fuites de 12 % dans les scénarios BAU-FHR-LO à 5 % dans les scénarios BAU-FHR-LC) représente une valeur d'environ 1 à 2 millions de dollars US aux prix actuels du gaz naturel (2 à 4 millions de MBtu) ^{>45}. À l'échelle nationale, la mise en œuvre de systèmes de contrôle des fuites dans les installations de GNR a permis d'augmenter l'énergie

recupérable moyenne d'environ 52 MWh MGD⁻¹ . Il est important de noter que les vecteurs énergétiques ne sont pas économiquement équivalents, même lorsqu'ils proviennent du même flux de biogaz. Bien que l'intensité énergétique de la production d'électricité soit inférieure à celle du GNR, sa valeur économique est plus élevée dans les conditions de marché actuelles ⁴⁶ (Fig. 5f). Dans cette analyse, la valeur économique de la chaleur récupérée a été estimée de manière prudente à partir du prix du gaz naturel industriel (comme indicateur de la demande thermique déplacée), tandis que le gaz naturel renouvelable (GNR) a été valorisé à partir du prix du gaz naturel à la sortie du réseau de distribution, conformément aux filières d'utilisation finale du biogaz typiques des stations d'épuration des eaux usées aux États-Unis. En pratique, cependant, le GNR peut se substituer au gazole dans le transport lourd plutôt qu'au gaz naturel transporté par pipeline et générer des crédits carbone pour les carburants renouvelables, auquel cas sa valeur économique pourrait être nettement supérieure à nos estimations prudentes. De manière générale, l'électricité et le GNR accèdent à des marchés plus vastes et à plus forte valeur ajoutée, tandis que la chaleur récupérée est principalement cantonnée à des applications locales ou sur site, avec un potentiel de revenus plus limité. Des recherches supplémentaires sont nécessaires pour intégrer les substitutions de carburants spécifiques à chaque secteur et les nouveaux crédits carbone afin de mieux appréhender l'évolution de la valeur économique du biométhane.

Les fuites de méthane affectent fortement la viabilité financière et le retour sur investissement des projets de valorisation énergétique du biogaz sur le long terme. Pour les systèmes de cogénération, les délais de récupération des pertes (LDAR) sont extrêmement sensibles aux taux de fuite, passant de moins d'un an pour des pertes de méthane de 20 à 30 % à plus de 20 ans lorsque les pertes sont inférieures à 2 % (réf. 32).

Les projets de gaz naturel renouvelable (GNR) sont encore plus sensibles et, en pratique, les installations municipales atteignent généralement des délais de récupération de l'ordre de plusieurs années. Par exemple, South Platte Renew, dans le Colorado, a récemment annoncé un délai de récupération de 5,5 ans grâce aux incitations liées aux normes relatives aux carburants renouvelables et aux carburants à faible teneur en carbone (LCFS).

Ces chiffres soulignent que le taux de fuite de méthane est non seulement un impératif climatique, mais aussi un facteur déterminant de la rentabilité des projets. Les stations d'épuration municipales sont généralement confrontées à des coûts d'investissement et d'exploitation plus élevés que les systèmes de biogaz agricoles en raison d'exigences de conception plus strictes, et par conséquent, les avantages économiques peuvent mettre plus de temps à se concrétiser (réf. 32) .

Toutefois, la détection et le signalement systématiques des fuites peuvent améliorer sensiblement la performance des projets, même si ces avantages ne sont pas immédiatement visibles sans une surveillance continue.

Discussion

Cette étude propose une analyse critique des implications climatiques de l'utilisation du biogaz dans les stations d'épuration, au-delà de la simple valorisation énergétique.

En établissant le seuil de fuite de méthane pour atteindre la neutralité carbone et en compilant les taux de fuite observés, nous mettons en évidence, de manière quantitative, les risques climatiques latents et le potentiel d'amélioration des systèmes de valorisation du biogaz des eaux usées. La plupart des taux de fuite de

méthane observés variaient de 0,4 % à plus de 65 %, dépassant ainsi le seuil de neutralité carbone identifié et entraînant une réduction, voire une inversion, des émissions.

Grâce à une évaluation systématique des scénarios de fuite, les résultats démontrent clairement le fort potentiel d'un contrôle ciblé des fuites de méthane. De plus, le lien économique et environnemental souligne que des stratégies ciblées de réduction des fuites peuvent optimiser simultanément les résultats climatiques et la rentabilité opérationnelle, plaidant ainsi en faveur de cadres réglementaires et de pratiques encourageant une surveillance exhaustive du méthane dans les systèmes de valorisation du biogaz des stations d'épuration.

Les différences régionales en matière de seuils de neutralité carbone soulignent davantage la nécessité d'adapter les stratégies liées au biogaz aux caractéristiques des réseaux électriques locaux.

Notamment, alors que le réseau électrique américain continue de se décarboner, les systèmes de cogénération et de gaz naturel renouvelable (GNR) présentent des tendances divergentes en matière de seuils de neutralité carbone. Les systèmes de cogénération, bien que matures et largement répandus, nécessiteront un contrôle des fuites de plus en plus rigoureux pour préserver leurs avantages climatiques. En revanche, les systèmes de GNR devraient tolérer des seuils de neutralité carbone plus élevés dans un avenir énergétique plus propre.

Outre son rôle de soutien au marché du gaz naturel fossile, le GNR offre également des opportunités uniques de décarboner des secteurs difficiles à décarboner, tels que les carburants d'aviation durables et les polymères ou plastiques renouvelables. Ce potentiel de décarbonation plus large met en évidence le rôle du GNR comme voie énergétique flexible et respectueuse du climat, renforçant ainsi sa valeur stratégique à long terme.

Parallèlement, en tant que technologie émergente dans de nombreuses stations d'épuration des eaux usées (STEP), les systèmes de GNR sont actuellement confrontés à des taux de fuite plus élevés que les systèmes de cogénération et sont souvent gérés sans supervision technique suffisante ni formation adéquate des opérateurs.

Ce contexte évolutif représente à la fois un défi et une opportunité. L'association d'incitations financières croissantes et d'une tolérance accrue aux fuites améliore la flexibilité et la rentabilité du gaz naturel renouvelable (GNR) pour les stations d'épuration.

Cependant, la concrétisation de ces avantages exige des investissements proactifs dans des infrastructures de valorisation du biogaz performantes et à faibles fuites, ainsi que dans la formation de la main-d'œuvre.

Si la valorisation des fuites peut améliorer les performances de la cogénération et du GNR, ce dernier offre davantage de possibilités, notamment lorsque la valorisation des fuites et les stratégies de post-traitement sont essentielles pour garantir des gains climatiques et économiques.

Malgré ce potentiel, les émissions de méthane issues de la valorisation du biogaz des eaux usées restent largement insuffisamment réglementées aux États-Unis. Si le méthane est réglementé par la loi sur la qualité de l'air (Clean Air Act), la réglementation actuelle de l'EPA (Agence de protection de l'environnement) vise principalement le secteur pétrolier et gazier et manque de spécificités pour les systèmes de valorisation du biogaz des eaux usées.

Les instruments de politique fédérale, tels que les redevances sur le méthane, la promotion de la valorisation énergétique des déchets (LDAR) et les incitations à la capture du méthane provenant des décharges et de l'agriculture, ne s'appliquent pas encore de manière significative aux stations d'épuration des eaux usées (STEP).

Cependant, le secteur des eaux usées pourrait grandement bénéficier de plusieurs décennies d'expérience en matière de réduction des émissions de méthane, acquise dans l'industrie pétrolière et gazière.

Par exemple, le California Air Resources Board (CARB) impose des inspections trimestrielles de LDAR pour les opérations pétrolières et gazières, exigeant des réparations rapides pour les fuites de plus de 1 000 ppm de méthane.

Rien qu'en 2021, ce programme a permis d'éviter l'émission d'environ 40 000 tonnes d'équivalent CO₂ (tCO₂e), ce qui a entraîné une réduction de 16 % des émissions⁴⁷.

Un soutien réglementaire supplémentaire est apporté par le Bay Area Air Quality District, qui applique le contrôle des émissions de méthane en vertu de la réglementation 8-18.

Bien que non spécifiquement conçue pour les systèmes de biogaz, cette réglementation impose des contrôles réguliers de détection des fuites et exige des mesures correctives dans les 24 heures suivant la détection, ainsi qu'une réparation complète dans les 7 jours lorsque les fuites dépassent 100 ppm (vannes/raccords) à 500 ppm (pompes/compresseurs)⁴⁸.

Le District a également introduit la réglementation 13-4, une règle préliminaire qui cible spécifiquement les émissions de méthane provenant du traitement des eaux usées municipales et des digesteurs anaérobies dans la région de la baie⁴⁹.

L'adoption de protocoles LDAR similaires apporterait des avantages économiques et environnementaux considérables, non seulement aux stations d'épuration des eaux usées, mais aussi aux autres installations de digestion du biogaz, notamment les digesteurs agricoles et les usines de codigestion des déchets alimentaires.

La Californie se distingue également par son approche novatrice qui associe la performance en matière d'émissions à des incitations financières.

Son système de crédits d'impôt pour le cycle de vie (LCFS) lie l'éligibilité aux crédits à l'intensité carbone (IC) du cycle de vie, qui intègre directement les taux de fuite de méthane.

Par exemple, les valeurs actuelles d'IC pour le biométhane issu des boues d'épuration municipales se situent entre 45 et 65 gCO₂e MJ⁻¹ en supposant un taux de fuite de 2 %, ce qui est nettement inférieur au seuil de référence des combustibles fossiles (95 à 100 gCO₂e MJ⁻¹) et permet donc d'obtenir des crédits LCFS⁵⁰. Cependant, un taux de fuite de 10 % pourrait rendre une installation inéligible aux crédits.

Le secteur du traitement des eaux usées peut tirer de précieux enseignements de ces précédents et bénéficier de cadres de certification tels que le système de certification de la digestion anaérobie, qui propose des normes techniques et des protocoles d'émissions du cycle de vie conformes aux meilleures pratiques internationales.

En définitive, cette étude aborde une question cruciale pour l'action climatique : les infrastructures de traitement des eaux usées peuvent-elles devenir une source d'énergie renouvelable sans générer d'émissions non intentionnelles ?

Elle souligne que la valorisation du biogaz, positive pour le climat et écoénergétique, dans les stations d'épuration est possible, mais uniquement grâce à une prévention intentionnelle des fuites, un cadre réglementaire solide et des mécanismes financiers liés à la performance.

Cette recherche se concentre principalement sur les impacts des fuites de méthane aux États-Unis, où la digestion anaérobie domine le traitement des boues d'épuration.

Les études futures devraient élargir leur champ d'application afin d'intégrer des comparaisons internationales, permettant une compréhension plus complète de la dynamique des fuites de méthane et de l'efficacité des stratégies d'atténuation dans différentes régions.

Bien que l'approche par scénarios offre une couverture exhaustive, les conditions propres à chaque installation (par exemple, les différences technologiques et les pratiques opérationnelles) pourraient également influencer fortement les taux de fuite et les émissions.

De plus, la présente analyse se concentre sur l'énergie issue du biogaz et les fuites de méthane. La digestion anaérobie peut générer des avantages climatiques supplémentaires grâce à la capture et à l'utilisation du CO₂ biogénique et à l'application du digestat pour le stockage du carbone dans les sols et le recyclage des nutriments^{27, 51, 52} .

Ces coproduits constituent des composantes importantes de la bioéconomie circulaire émergente, mais n'ont pas été pris en compte dans cette étude en raison de données limitées et afin de préserver la cohérence du périmètre du système. Leur intégration par une comptabilisation rigoureuse et adaptée à chaque site demeure une piste de recherche essentielle.

Malgré la multitude de stratégies d'atténuation identifiées au cours de la dernière décennie, les concentrations de méthane atmosphérique continuent d'augmenter rapidement du fait des activités humaines ^{53,54} .

Face à l'évolution constante des politiques mondiales et à l'urgence des engagements climatiques, les stations d'épuration des eaux usées (STEP) ont une occasion unique de jouer un rôle moteur en adoptant des pratiques robustes de valorisation énergétique des déchets (LDAR), en réduisant les pertes de méthane et en exploitant pleinement le potentiel du biogaz comme ressource énergétique propre et circulaire.

Méthodes

Modélisation des émissions nettes de GES et identification des seuils

La gestion courante des boues d'épuration comprend des procédés tels que la digestion anaérobie (DA), le compostage, l'incinération et la mise en décharge.

Selon l'Agence américaine de protection de l'environnement (EPA), plus de 60 % des stations d'épuration équipées d'un système de DA l'utilisent uniquement pour réduire et stabiliser le volume des boues, sans récupération d'énergie ⁵⁵ .

Les stations d'épuration conventionnelles (qu'elles utilisent ou non la DA) ont servi de référence, représentant les conditions initiales par rapport auxquelles les différentes voies d'utilisation du biogaz ont été évaluées (Fig. 1a).

Ces scénarios d'utilisation visent à capter et à valoriser le biogaz, soit par cogénération, soit par production de gaz naturel renouvelable (GNR).

Le système couvre l'ensemble de la phase de production du biogaz, depuis l'alimentation des digesteurs anaérobies avec les boues jusqu'à son utilisation finale. Les procédés communs aux deux scénarios, tels que le traitement primaire et secondaire, ont été exclus de la comparaison car ils restent inchangés entre le scénario de référence et les voies alternatives.

Bien que les besoins énergétiques liés au fonctionnement du digesteur aient été pris en compte, les processus post-digestion tels que la déshydratation du digestat ont été exclus, car ils sont standard dans toutes les pratiques de gestion des boues et ne sont pas affectés par l'approche d'utilisation du biogaz choisie.

Pour évaluer précisément les émissions nettes de GES (scopes 1 et 2) de deux filières de valorisation du biogaz, nous avons pris en compte trois composantes :

- les émissions liées à la consommation d'énergie,
- les bénéfices de la valorisation des énergies renouvelables
- et les émissions fugitives de méthane.

L'équation principale de chaque station d'épuration (i) est définie par l'équation

(1), chaque composante étant calculée à l'aide de l'équation

(2). L'énergie économisée et les émissions du système de traitement des boues de référence ont été intégrées sous forme de crédits.

Concernant le gaz naturel renouvelable (GNR), bien que les attributs environnementaux soient généralement transférés aux marchés de l'énergie et relèvent donc du scope 3 de la station d'épuration ou du scope 1 de l'acheteur, nous avons, par prudence, conservé les bénéfices relevant du scope 1 de la station d'épuration dans notre analyse principale.

Cette hypothèse simplificatrice permet une comparaison cohérente entre les filières, mais il convient de noter qu'en pratique, une fois les crédits vendus, la station d'épuration ne peut plus les imputer à ses objectifs de neutralité carbone.

Pour la cogénération, nous avons supposé que toute l'électricité produite était utilisée sur site, conformément aux pratiques courantes des stations d'épuration, car ces installations exportent rarement l'électricité produite ou vendent des certificats d'énergie renouvelable.

Bien que dans la pratique certaines installations puissent vendre de l'électricité au réseau, par souci de simplicité, nous l'avons entièrement prise en compte dans le cadre 2.

$$\text{Net émission}_i = \text{GES}_{\text{énergie input},i} - \text{GES}_{\text{évité par RE},i} + \text{GES}_{\text{fuite},i} \quad (1)$$

$$\text{GHG}_{x,i} = \text{Énergie}_{x,i} \times \text{EI}_{x,i} \quad (2)$$

où x représente différentes sources ou services énergétiques et $\text{EI}_{x,i}$ l'intensité d'émission de l'installation i .

Cette structure a été appliquée de manière cohérente à tous les flux énergétiques, en utilisant des facteurs d'émission appropriés pour chaque entrée et compensation.

Afin de refléter la variabilité réelle, des distributions de probabilité ont été appliquées aux taux de fuite de méthane et aux principaux paramètres technologiques de chaque voie d'utilisation du biogaz.

Pour les systèmes de cogénération, seul le procédé de digestion anaérobie nécessite un apport énergétique. Les émissions évitées ont été calculées en additionnant les émissions d'électricité du réseau et les émissions de gaz naturel évitées pour la production de chaleur, comme indiqué dans les équations (3) et (4). Ces facteurs de réduction des émissions ne prennent en compte que les émissions de combustion liées à l'utilisation finale et n'incluent pas les émissions « du puits à la sortie » en amont, de l'extraction au transport, en passant par la production.

$$GHG_{\text{energy input},i}^{\text{CHP}} = GHG_{\text{AD},i} \quad (3)$$

$$GHG_{\text{avoided by RE},i}^{\text{CHP}} = GHG_{\text{electricity},i} + GHG_{\text{heat},i} \quad (4)$$

Pour les systèmes RNG, les apports énergétiques proviennent à la fois des procédés de digestion anaérobie et d'épuration du biogaz. Les émissions évitées sont attribuées au remplacement du gaz naturel, comme indiqué dans les équations (5) et (6).

$$GHG_{\text{energy input},i}^{\text{RNG}} = GHG_{\text{AD},i} + GHG_{\text{biogas upgrading},i} \quad (5)$$

$$GHG_{\text{avoided by RE},i}^{\text{RNG}} = GHG_{\text{natural gas},i} \quad (6)$$

Le modèle suppose une utilisation complète du biogaz, garantissant une évaluation prudente de la récupération potentielle d'énergie.

La production de biogaz pour chaque WRRF a été estimée en fonction de leur poids de boues sèches, qui a été calculé à l'aide des concentrations de matières en suspension totales à l'entrée (g m⁻³) et de la demande biologique en oxygène sur 5 jours (g m⁻³) 56 .

Deux scénarios ont été élaborés pour projeter les émissions du réseau électrique américain (Fig. 1b). Le premier, un scénario de référence (BAU), décrit les émissions du réseau en 2022. Le second, un scénario de transition (CET), vise à atteindre la neutralité carbone des États-Unis d'ici 2050.

Les sources d'électricité du réseau déterminent non seulement les émissions liées à la demande, mais aussi les émissions évitées grâce à la cogénération. Il est donc nécessaire d'évaluer les émissions nettes dans les conditions actuelles et dans des conditions de réseau plus propres.

Bien qu'aucune base de données officielle ne fournisse de données détaillées sur les émissions du réseau électrique selon le scénario CET, l'Agence américaine d'information sur l'énergie (EIA) modélise les tendances de décarbonation du secteur de l'électricité à l'aide du Système national de modélisation énergétique (NEMS) ⁵⁷ .

Le NEMS est un modèle énergétique et économique qui calcule une solution d'équilibre général pour les marchés de l'énergie américains, optimisant l'approvisionnement en électricité en tenant compte des contraintes environnementales et opérationnelles.

La projection fournit des estimations régionales de la production d'électricité et des émissions de CO₂ correspondantes (carte du marché de l'électricité dans la figure supplémentaire 2).

Les valeurs régionales de l'EI (kgCO₂ /MWh ⁻¹) issues des projections pour 2050 ont ensuite été appliquées pour estimer les émissions nettes de GES de chaque station d'épuration des eaux usées (STEP) selon le scénario CET.

Bien que certaines STEP puissent utiliser des facteurs d'émission spécifiques au site pour tenir compte de l'électricité autoproduite ^{58,59} , ces données n'étaient pas disponibles pour cette analyse.

Bien que ces données puissent affiner les estimations au niveau de la centrale, leur impact sur nos résultats devrait être minime, car notre analyse prend déjà en compte les variations régionales de l'EI du réseau.

De plus, deux scénarios d'utilisation de la chaleur de la cogénération ont été évalués afin de saisir la dynamique de récupération de chaleur dans les stations d'épuration.

Un avantage économique majeur de la cogénération réside dans la maximisation de l'utilisation de l'énergie thermique, principalement pour le chauffage du digesteur, le surplus potentiel étant utilisé pour le chauffage des locaux ⁵⁵ .

Les besoins en chauffage du digesteur varient selon des facteurs tels que sa conception, sa construction et son isolation, mais ces aspects ne sont pas abordés dans cette étude, qui se concentre sur l'utilisation de la chaleur.

Nous avons examiné deux approches opérationnelles représentatives : la récupération de chaleur totale (RCT), où toute la chaleur produite par la cogénération est utilisée, et la récupération de chaleur issue de la digestion anaérobie (RCD), où la récupération de chaleur est limitée au chauffage du digesteur. Le crédit climatique thermique représente les émissions de combustible (gaz naturel) évitées grâce à la récupération de chaleur de la cogénération.

Aucun scénario spécifique au gaz naturel renouvelable (GNR) n'a été élaboré, car les stations d'épuration transformant le biogaz en biométhane utilisent généralement la totalité du biométhane produit.

Une analyse du seuil de rentabilité a été menée afin d'identifier les seuils de neutralité carbone pour deux filières de valorisation du biogaz (cogénération et production de gaz naturel renouvelable) en se basant sur les pratiques actuelles d'utilisation du biogaz aux États-Unis.

De plus, afin de mieux comprendre l'impact des fuites de méthane sur la récupération du biogaz, trois sous-scénarios ont été évalués par simulation de Monte-Carlo :

(1) le sous-scénario LO, basé sur des données de terrain collectées et reflétant les conditions opérationnelles réelles ;

(2) les sous-scénarios LC, représentant les améliorations potentielles grâce à un suivi renforcé, la modernisation des équipements et l'optimisation des pratiques opérationnelles ; et (3) le sous-scénario LF, supposant une absence totale de fuites de méthane. Des détails supplémentaires concernant la simulation sont disponibles dans les informations complémentaires .

Collecte et analyse des données documentaires et de suivi

Nous avons mené une revue de littérature exhaustive couvrant trois domaines principaux : la digestion anaérobie, la production de biogaz et les émissions de méthane.

L'ensemble de données initial a permis d'identifier 3 398 publications pertinentes, réduites à 2 592 articles publiés après 2010 afin de garantir leur adéquation avec les technologies et pratiques actuelles⁶⁰ .

Par ailleurs, nous avons systématiquement évalué les rapports industriels et les actes de conférences fournissant des données quantitatives fiables sur les performances opérationnelles et les taux de fuite de méthane.

Nous avons également intégré certaines données pertinentes issues de nos précédentes études de suivi sur site. Ce processus rigoureux a permis de constituer un ensemble de données diversifié, comprenant plus de 200 observations détaillées sur le taux de fuite de méthane, exprimé en production totale de biogaz par installation, ainsi que la consommation de biogaz correspondante, couvrant différentes régions géographiques et conditions d'exploitation.

La base de données structurée ainsi obtenue offre une base empirique solide pour l'évaluation des scénarios de fuite dans les stations d'épuration des eaux usées avec récupération du biogaz.

La plupart des études recensées ont utilisé des mesures directes de méthane, principalement des approches descendantes telles que la dispersion de gaz traceurs et la surveillance atmosphérique.

Les méthodes ascendantes, qui nécessitent une connaissance détaillée des sources, ont également été incluses, mais elles ont généralement rapporté des émissions cumulées plus faibles en raison des difficultés à détecter toutes les sources, à quantifier certaines fuites et à saisir la variabilité à court terme^{34 · 35 · 61}.

Bien que les méthodes descendantes puissent détecter des émissions mineures non liées au biogaz (par exemple, provenant des bassins d'aération), celles-ci contribuent généralement à moins de 1 % des émissions totales de méthane de l'installation^{30 · 62}.

Les taux de fuite varient en fonction des caractéristiques des eaux usées, des opérations, des conditions météorologiques, de la durée des mesures, des ressources et des sources d'émissions importantes^{23 · 33 · 35 · 62} .

Par exemple, une étude ⁶³ a rapporté des fuites quotidiennes de méthane comprises entre 4 % et 7 %, tandis qu'une autre ⁶² a constaté une variation quotidienne de 4 % à 39 %.

Compte tenu de cette complexité et de la variabilité inhérente à ces procédés, notre analyse se concentre spécifiquement sur les fuites de méthane tout au long de la chaîne de valorisation du biogaz issu des eaux usées, sans quantifier davantage les

incertitudes liées aux différentes méthodes ou sources, ces informations ayant déjà été documentées dans des études antérieures.

Dans cette étude, les fuites de méthane désignent les pertes totales au niveau du système sur l'ensemble de la chaîne de biogaz, sauf si les taux de fuite par unité sont analysés explicitement.

Développement et validation de la base de données WRRF

Une base de données exhaustive des stations d'épuration des eaux usées (STEP) américaines utilisant la digestion anaérobie (DA) a été élaborée en intégrant plusieurs sources faisant autorité afin de caractériser les pratiques actuelles de valorisation du biogaz.

La source principale est l'enquête Clean Water Needs Survey ⁶⁴ couvrant la période 2004-2022, qui a recensé environ 2 800 STEP équipées de systèmes de DA.

Ces données initiales ont été validées par recoupement avec d'autres sources spécialisées, notamment la base de données de la Water Environment Federation (1 234 STEP avec DA)⁶⁵, la base de données du Département de l'Énergie sur la cogénération (248 STEP)⁶⁶ et la base de données sur le gaz naturel renouvelable (GNR) du Laboratoire national d'Argonne (48 STEP)⁶⁷.

La DA est principalement déployée dans les STEP de taille moyenne à grande. Les installations dépassant 50 millions de gallons par jour (MGD), qui traitent collectivement plus de 40 % du débit national des eaux usées, sont donc généralement considérées comme le seuil définissant les installations à grande échelle.

Ces installations disposent également de capacités techniques et opérationnelles plus importantes pour mettre en œuvre des systèmes de valorisation du biogaz et réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Pour garantir l'exactitude et la fiabilité, une vérification manuelle a été effectuée pour toutes les stations d'épuration des eaux usées d'une capacité supérieure à 50 MGD, impliquant une vérification croisée des caractéristiques de l'installation, des configurations technologiques et des états opérationnels.

Résumé du rapport

Des informations complémentaires sur la méthodologie de recherche sont disponibles dans le résumé du rapport Nature Portfolio auquel cet article est lié.

Disponibilité des données

Toutes les données sont présentées dans l'article et ses informations supplémentaires.

Disponibilité du code

Le langage Python a été utilisé pour le traitement automatique du langage naturel et l'analyse des données. Les codes utilisés dans cette étude sont accessibles à l'adresse <https://osf.io/ea2cv>.

Références

1. Ren, ZJ & Pagilla, K. *Voies vers la décarbonisation, la capture et l'utilisation du secteur de l'eau* (IWA, 2022).

2. *Efficacité énergétique des services de distribution d'eau* (EPA, 2016) ; <https://www.epa.gov/sustainable-water-infrastructure/energy-efficiency-water-utilities>
3. Gandiglio, M., Lanzini, A., Soto, A., Leone, P. et Santarelli, M. Amélioration de l'efficacité énergétique des stations d'épuration des eaux usées grâce à la co-digestion et aux systèmes de piles à combustible. *Front. Environ. Sci.* 5 , 70 (2017).

[Article Google Scholar](#)

4. Reekie, L., Pabi, S., Amarnath, A. et Goldstein, R. *Utilisation et gestion de l'électricité dans les secteurs de l'approvisionnement en eau potable et du traitement des eaux usées* (EPRI, 2013) ; <https://www.epri.com/research/products/000000003002001433>
5. *Infrastructures de traitement des eaux usées* (Département de l'Énergie des États-Unis, 2024) .
6. Gu, Y. et al. La faisabilité et les défis des stations d'épuration des eaux usées autosuffisantes en énergie. *Appl. Energy* 204 , 1463–1475 (2017).

[Article Google Scholar](#)

7. He, Y. et al. Émissions nettes de gaz à effet de serre nulles issues du traitement des eaux usées : mécanismes, opportunités et perspectives. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 184 , 113547 (2023).

[Article CAS Google Scholar](#)

8. Rani, A., Snyder, SW, Kim, H., Lei, Z. & Pan, S.-Y. Voies vers un secteur de l'eau à zéro émission nette de carbone grâce aux technologies d'extraction d'énergie des eaux usées. *npj Clean Water* 5 , 49 (2022).

[Article CAS Google Scholar](#)

9. Maktabifard, M. et al. Condition de carbone nul dans les stations d'épuration des eaux usées : une revue systématique des stratégies d'atténuation et des défis. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 185 , 113638 (2023).

[Article CAS Google Scholar](#)

10. Li, X., Song, C., El Abbadi, SH, Stokes-Draut, JR & Ren, ZJ L'impact de la transition vers un réseau propre sur les émissions de gaz à effet de serre du secteur des eaux usées. *Environ. Sci. Technol. Lett.* 12 , 144–150 (2025).

[Article CAS Google Scholar](#)

11. Song, C., Zhu, J.-J., Yuan, Z., van Loosdrecht, MCM & Ren, ZJ Définir et atteindre des émissions nettes nulles dans le secteur des eaux usées. *Nat. Eau* 2 , 927-935 (2024).

[Article Google Scholar](#)

12. GIEC. *Changements climatiques 2023 : Rapport de synthèse* (dir. : Équipe de rédaction principale, H. Lee et J. Romero), chap. 7 (GIEC, 2023) ; <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/chapter/chapter-7/#7.6>
13. Ocko, IB et al. Agir rapidement pour déployer des mesures d'atténuation du méthane facilement disponibles par secteur peut ralentir immédiatement le réchauffement climatique. *Environ. Res. Lett.* 16 , 054042 (2021).

[Article CAS Google Scholar](#)

14. Song, C. et al. Émissions de méthane provenant des systèmes de collecte et de traitement des eaux usées municipales. *Environ. Sci. Technol.* 57 , 2248–2261 (2023).

[Article CAS Google Scholar](#)

15. GIEC. *Changements climatiques 2023 : Rapport de synthèse* (sous la direction de l'équipe de rédaction principale, H. Lee et J. Romero) (GIEC, 2023) ; <https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-cycle/>
16. Han, J., Mintz, M. et Wang, M. *Analyse de la filière de valorisation énergétique des déchets en gaz naturel renouvelable par digestion anaérobie à l'aide du modèle GREET* (OSTI, 2011) ; <https://www.osti.gov/biblio/1036091>

17. Fredenslund, A., Gudmundsson, E., Maria Falk, J. & Scheutz, C. L'effort national danois pour minimiser les émissions de méthane des usines de biogaz. *Waste Manag.* 157 , 321–329 (2023).

[Article Google Scholar](#)

18. Alvarez, RA et al. Évaluation des émissions de méthane de la chaîne d'approvisionnement américaine en pétrole et en gaz. *Science* 361 , 186–188 (2018).

[Article CAS Google Scholar](#)

19. Hausfather, Z. Limiter la viabilité climatique du gaz naturel en tant que combustible de transition pour remplacer le charbon. *Energy Policy* 86 , 286–294 (2015).

[Article CAS Google Scholar](#)

20. Brandt, AR et al. Fuites de méthane provenant des systèmes de gaz naturel nord-américains. *Science* 343 , 733–735 (2014).

[Article CAS Google Scholar](#)

21. Cho, HH, Strezov, V. et Evans, TJ Évaluation du cycle de vie des technologies de production de méthane à partir d'électricité et de méthane renouvelable. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 206 , 114856 (2024).

[Article CAS Google Scholar](#)

22. Wechselberger, V. et al. Évaluation des émissions de méthane de l'ensemble du site provenant des usines de digestion anaérobie : vers l'établissement de facteurs d'émission pour différentes configurations d'usine. *Waste Manag.* 191 , 253–263 (2025).

[Article CAS Google Scholar](#)

23. Paredes, MG, Güereca, LP, Molina, LT & Noyola, A. Émissions de méthane provenant des digesteurs de boues anaérobies au Mexique : détermination sur site par rapport à la méthode de niveau 1 du GIEC. *Sci. Total Environ.* 656 , 468–474 (2019).

[Article CAS Google Scholar](#)

24. Guha, A. et al. Évaluation des inventaires régionaux d'émissions de méthane par quantification aéroportée dans la région de la baie de San Francisco. *Environ. Sci. Technol.* 54 , 9254–9264 (2020).

[Article CAS Google Scholar](#)

25. McKain, K. et al. Émissions de méthane provenant des infrastructures et de l'utilisation du gaz naturel dans la région urbaine de Boston, Massachusetts. *Proc. Natl. Acad. Sci. USA* 112 , 1941–1946 (2015).

26. *Stratégies d'atténuation des émissions de méthane – Fiche d'information pour l'industrie du biogaz* (EBA, 2024) ; <https://www.europeanbiogas.eu/news/eba-report-sheds-light-on-the-efforts-of-the-european-biogas-industry-to-reduce-methane-emissions-with-sustainable-biogas-production>

27. Long, A., Bose, A., O'Shea, R., Monaghan, R. & Murphy, JD Implications of European Union recast Renewable Energy Directive sustainability criteria for renewable heat and transport: case study of willow biomethane in Ireland. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 150 , 111461 (2021).

[Article CAS Google Scholar](#)

28. *Amélioration de 2019 des Lignes directrices de 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre* (GIEC, 2019) ; <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2019rf/vol2.html>

29. Bakkaloglu, S. et al. Quantification des émissions de méthane des usines de biogaz du Royaume-Uni. *Waste Manag.* 124 , 82–93 (2021).

[Article CAS Google Scholar](#)

30. Schaum, C., Fundneider, T. et Cornel, P. Analyse des émissions de méthane provenant des boues digérées. *Water Sci. Technol.* 73 , 1599–1607 (2015).

[Article Google Scholar](#)

31. Delre, A., Mønster, J. et Scheutz, C. Quantification des émissions de gaz à effet de serre des stations d'épuration des eaux usées, à l'aide d'une méthode de dispersion de gaz traceur. *Sci. Total Environ.* 605 – 606 , 258–268 (2017).
32. Hurtig, O. et al. Atténuation des pertes de biométhane dans les installations de biogaz européennes : une évaluation technico-économique. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 210 , 115187 (2025).

[Article CAS](#) [Google Scholar](#)

33. Bakkaloglu, S., Cooper, J. et Hawkes, A. Les émissions de méthane le long des chaînes d'approvisionnement en biométhane et en biogaz sont sous-estimées. *One Earth* 5 , 724–736 (2022).

[Article Google Scholar](#)

34. Fredenslund, AM, Hinge, J., Holmgren, MA, Rasmussen, SG & Scheutz, C. Mesures de télédétection sur site et au sol des émissions de méthane de quatre usines de biogaz : une étude comparative. *Bioresour. Technol.* 270 , 88–95 (2018).

[Article CAS](#) [Google Scholar](#)

35. Reinelt, T. et al. Mesures sur le terrain des émissions fugitives de méthane provenant de trois installations australiennes de gestion des déchets et de biogaz. *Waste Manag.* 137 , 294–303 (2022).

[Article CAS](#) [Google Scholar](#)

36. Baldé, H. et al. Émissions de méthane provenant du digestat d'une usine de biogaz agricole. *Bioresour. Technol.* 216 , 914–922 (2016).

[Article Google Scholar](#)

37. Kvist, T. & Aryal, N. Pertes de méthane provenant d'usines de valorisation du biogaz en exploitation commerciale. *Waste Manag.* 87 , 295–300 (2019).

[Article CAS](#) [Google Scholar](#)

38. Wechselberger, V. et al. Pertes de méthane provenant de différentes technologies d'usines de biogaz. *Gestion des déchets.* 157 , 110-120 (2023).

[Article CAS](#) [Google Scholar](#)

39. *Aperçu du gaz naturel renouvelable issu du biogaz* (EPA, 2024) ; https://www.epa.gov/system/files/documents/2024-01/lmop_rng_document.pdf
40. Liebetrau, J. et al. Analyse des émissions de gaz à effet de serre de 10 usines de biogaz dans le secteur agricole. *Water Sci. Technol.* 67 , 1370–1379 (2013).

[Article CAS](#) [Google Scholar](#)

41. Scheutz, C. & Fredenslund, AM Taux d'émission et pertes totales de méthane provenant de 23 usines de biogaz. *Waste Manag.* 97 , 38–46 (2019).

[Article CAS](#) [Google Scholar](#)

42. Gupta, AS & Khatiwada, D. Étude de la durabilité des systèmes de récupération du biogaz dans les stations d'épuration des eaux usées - une approche de bioéconomie circulaire. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 199 , 114447 (2024).

[Article CAS](#) [Google Scholar](#)

43. *Centre de récupération des eaux et des ressources* (Ville de Dubuque, 2024, consulté le 17/11/2025) ; <https://www.cityofdubuque.org/655/Water-Resource-Recovery-Center>
44. *Mise à jour concernant l'incident d'aujourd'hui au Centre de traitement des eaux et des ressources* (Ville de Dubuque, 2024) ; <https://www.cityofdubuque.org/CivicSend/ViewMessage/message/247322>
45. *Prix spot du gaz naturel au Henry Hub (dollars par million de BTU)* (EIA, consulté le 29/06/2025) ; <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdA.htm>

46. *Prix quotidiens de l'énergie* (EIA, consulté le 24/11/2025) ; <https://www.eia.gov/todayinenergy/prices.php>
47. *Résumé annuel 2021 du programme de détection et de réparation des fuites (LDAR) du règlement californien sur le méthane lié au pétrole et au gaz* (CARB, 2024) ; <https://ww2.arb.ca.gov/sites/default/files/2024-05/CARBOilandGasMethaneRegulation2021AnnualLDARSummary.pdf>
48. *Règlement 8, Règle 18 : Fuites d'équipement* (Bay Area Air Quality District, 2024) ; <https://www.baaqmd.gov/en/rules-and-compliance/rules/reg-8-rule-18-equipment-leaks>
49. *Règlement 13, Règle 4 : Traitement des eaux usées et digestion anaérobie* (Bay Area Air Quality District, 2019) ; <https://www.baaqmd.gov/en/rules-and-compliance/rules/regulation-13-rule-4-sewage-treatment-and-anaerobic-digestion>
50. *Modèles et documentation d'analyse du cycle de vie LCFS* (CARB, 2025) ; <https://ww2.arb.ca.gov/resources/documents/lcfs-life-cycle-analysis-models-and-documentation>
51. Bose, A. et al. Évaluation d'un système de polygénération de biométhane, d'aliments et de biofertilisants dans un système d'économie circulaire. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 170 , 112960 (2022).

[Article CAS Google Scholar](#)

52. Bose, A. et al. Le coût marginal de réduction des émissions lié à la coproduction de biométhane, d'aliments et de biofertilisants dans un système d'économie circulaire. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 169 , 112946 (2022).

[Article Google Scholar](#)

53. Saunois, M. et al. Le bilan mondial du méthane 2000–2017. *Earth Syst. Sci. Data* 12 , 1561–1623 (2020).

[Article Google Scholar](#)

54. Peng, S. et al. Les changements des émissions des zones humides et des puits atmosphériques expliquent la croissance du méthane en 2020. *Nature* 612 , 477–482 (2022).

[Article CAS Google Scholar](#)

55. *Opportunités de cogénération dans les stations d'épuration : analyse de marché et enseignements tirés du terrain.* 4532–4588 (US EPA, 2011).
56. Seiple, TE, Coleman, AM & Skaggs, RL Les boues d'eaux usées municipales comme bioressource durable aux États-Unis. *J. Environ. Manag.* 197 , 673–680 (2017).

[Article CAS Google Scholar](#)

57. *Perspectives énergétiques annuelles 2023* (EIA, 2024) ; <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/index.php>
58. *Plan de gestion des eaux urbaines 2020* (East Bay Municipal Utility District, 2020) ; <https://www.ebmud.com/water/about-your-water/water-supply/urban-water-management-plan>
59. *Plan d'action pour le climat* (Metropolitan Water Reclamation District, 2023) ; <https://mwrdd.org/what-we-do/climate-action-plan>
60. Zhu, J.-J., Dressel, W., Pacion, K. & Ren, ZJ ES&T au 21^e siècle : une analyse basée sur les données des sujets de recherche, des interconnexions et des tendances des 20 dernières années. *Environ. Sci. Technol.* 55 , 3453–3464 (2021).

[Article CAS Google Scholar](#)

61. Hrad, M. et al. Détermination des émissions de méthane des installations de biogaz, en utilisant différentes méthodes de quantification. *Agric. For. Meteorol.* 326 , 109179 (2022).

[Article Google Scholar](#)

62. Yoshida, H., Mønster, J. et Scheutz, C. Mesure intégrée des émissions de gaz à effet de serre d'une station d'épuration municipale. *Water Res.* 61 , 108–118 (2014).

[Article CAS Google Scholar](#)

63. Samuelsson, J. et al. Technologies optiques appliquées aux approches sur site et à distance pour la quantification des émissions de gaz à effet de serre dans une station d'épuration des eaux usées. *Water Res.* 131 , 299–309 (2018).

[Article CAS Google Scholar](#)

64. *Enquête sur les besoins en matière de bassins versants propres (CWNS) – Rapport et données de 2022* (EPA, 2024) ; <https://www.epa.gov/cwns/clean-watersheds-needs-survey-cwns-2022-report-and-data>
65. *Données sur le biogaz* (WEF, 2012, consulté le 28/01/2023) ; <https://www.resourcerecoverydata.org/>
66. *Bases de données sur l'installation de systèmes de cogénération et de micro-réseaux* (Département de l'Énergie des États-Unis, 2025, consulté le 30/06/2025) ; <https://doe.icfwebservices.com/chp>
67. *Base de données sur le gaz naturel renouvelable* (Argonne National Laboratory, 2024, consultée le 30/06/2025) ; <https://www.anl.gov/esia/reference/renewable-natural-gas-database>

[Télécharger les références](#)

Remerciements

Nous remercions la Fondation Grantham pour la protection de l'environnement et la Fondation pour la recherche sur l'eau pour leur soutien.

Informations sur l'auteur

Auteurs et affiliations

1. Département de génie civil et environnemental, Université de Princeton, Princeton, NJ, États-Unis

Xiatong Li, Jun-Jie Zhu, Yuqing Yan et Zhiyong Jason Ren

2. Centre Andlinger pour l'énergie et l'environnement, Université de Princeton, Princeton, NJ, États-Unis

Xiatong Li, Jun-Jie Zhu, Yuqing Yan et Zhiyong Jason Ren

3. Brown et Caldwell, Richmond, Virginie, États-Unis

Trung Le

Contributions

XL et ZJR ont conçu l'idée initiale avec la contribution des membres du groupe. J.-JZ, YY et TL ont participé à la conception de la recherche et à l'analyse des données. ZJR a supervisé l'étude. XL et ZJR ont rédigé l'article et tous les auteurs ont relu la version finale.

Auteur correspondant

Correspondance avec [Zhiyong Jason Ren](#) .

Déclarations éthiques

Conflits d'intérêts

Les auteurs déclarent n'avoir aucun conflit d'intérêts.

Évaluation par les pairs

Informations sur l'évaluation par les pairs

Nature Sustainability remercie Jerry Murphy et le(s) autre(s) relecteur(s) anonyme(s) pour leur contribution à l'évaluation par les pairs de ce travail.

Informations Complémentaires

Note de l'éditeur : Springer Nature reste neutre quant aux revendications territoriales figurant sur les cartes publiées et aux affiliations institutionnelles.

Informations complémentaires

[Informations complémentaires \(télécharger le PDF \)](#)

Figures supplémentaires 1 à 4, discussion et tableaux 1 à 6.

[Résumé du rapport \(télécharger le PDF \)](#)

Droits et autorisations

Cet article est publié en libre accès sous licence Creative Commons Attribution - Pas d'Utilisation Commerciale - Pas de Modification 4.0 International (CC BY-NC-ND 4.0), qui autorise toute utilisation, partage, distribution et reproduction non commerciale sur tout support et dans tout format, à condition de citer correctement l'auteur ou les auteurs originaux et la source, de fournir un lien vers la licence Creative Commons et d'indiquer si vous avez modifié le contenu sous licence. Cette licence ne vous autorise pas à diffuser des adaptations de cet article ou d'extraits de celui-ci. Les images et autres éléments tiers présents dans cet article sont inclus dans la licence Creative Commons de l'article, sauf mention contraire dans la légende. Si un élément n'est pas inclus dans la licence Creative Commons de l'article et que votre utilisation prévue n'est pas autorisée par la réglementation en vigueur ou dépasse les limites de l'utilisation autorisée, vous devez obtenir l'autorisation directement du titulaire des droits d'auteur. Pour consulter une copie de cette licence, rendez-vous sur <http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/> .

[Réimpressions et autorisations](#)