



UNION EUROPÉENNE

LE PARLEMENT EUROPÉEN

LE CONSEIL

**Bruxelles, le 13 juin 2024
(OR. en)**

**2021/0423 (COD)
LEX 2365**

**PE-CONS 86/1/23
REV 1**

**ENER 710
CLIMA 661
ENV 1516
AGRI 834
IND 699
COMPET 1289
RECH 565
RELEX 1503
CODEC 2538**

**RÈGLEMENT DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL
CONCERNANT LA RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE MÉTHANE
DANS LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE ET MODIFIANT LE RÈGLEMENT (UE) 2019/942**

RÈGLEMENT (UE) 2024/...
DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL

du 13 juin 2024

**concernant la réduction des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie
et modifiant le règlement (UE) 2019/942**

(Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE)

LE PARLEMENT EUROPÉEN ET LE CONSEIL DE L'UNION EUROPÉENNE,

vu le traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, et notamment son article 192,
paragraphe 1,

vu la proposition de la Commission européenne,

après transmission du projet d'acte législatif aux parlements nationaux,

vu l'avis du Comité économique et social européen¹,

vu l'avis du Comité des régions²,

statuant conformément à la procédure législative ordinaire³,

¹ JO C 323 du 26.8.2022, p. 101.

² JO C 498 du 30.12.2022, p. 83.

³ Position du Parlement européen du 10 avril 2024 (non encore parue au Journal officiel) et décision du Conseil du 27 mai 2027.

considérant ce qui suit:

- (1) Le méthane est, après le dioxyde de carbone (CO₂), le gaz qui contribue globalement le plus au changement climatique; il est responsable d'environ un tiers du réchauffement actuel. La quantité de méthane dans l'atmosphère au niveau mondial a connu une forte augmentation ces dix dernières années.
- (2) Le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), créé dans le cadre de l'Organisation des Nations unies (ONU), a publié, dans son sixième rapport d'évaluation, la conclusion selon laquelle des réductions importantes des émissions anthropiques de méthane sont nécessaires d'ici à 2030 pour limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C. Ce rapport montre que, bien que le méthane ait un temps de séjour moyen dans l'atmosphère plus court que le CO₂, 10 à 12 ans au lieu de centaines d'années, son effet de serre sur une période de vingt ans est 80 fois plus important que celui du CO₂. En particulier, selon le GIEC, si le potentiel de réchauffement global du méthane est 29,8 fois plus élevé que celui du CO₂ sur une période de 100 ans, cet effet est 82,5 fois plus élevé sur une période de 20 ans.
- (3) Il ressort du rapport de 2020 sur la qualité de l'air en Europe de l'Agence européenne pour l'environnement que le méthane est un gaz précurseur de l'ozone troposphérique et qu'il contribue à la pollution atmosphérique. La lutte contre les émissions de méthane non seulement serait bénéfique pour l'environnement et le climat, mais améliorerait également la protection de la santé humaine.

- (4) Selon de récentes estimations du Programme des Nations unies pour l'environnement (PNUE) et de la Coalition pour le climat et l'air pur (CCAC), des réductions des émissions de méthane de l'ordre de 45 % d'ici à 2030, sur la base des mesures ciblées disponibles et de mesures supplémentaires conformes aux objectifs de développement durable des Nations unies, pourraient permettre d'éviter un réchauffement climatique de 0,3°C d'ici à 2045.
- (5) Selon le service de données en ligne "World Energy Balances" de l'Agence internationale de l'énergie, l'Union est le premier importateur mondial d'énergie fossile et, de ce fait, un moteur important des émissions mondiales de méthane.

- (6) Le pacte vert pour l'Europe regroupe un ensemble complet de mesures et d'initiatives qui se renforcent mutuellement en vue de parvenir à la neutralité climatique dans l'Union d'ici à 2050 au plus tard. Dans sa communication du 11 décembre 2019 relative au pacte vert pour l'Europe, la Commission a indiqué que la décarbonation du secteur du gaz serait facilitée, notamment par la résolution du problème des émissions de méthane liées à l'énergie. En octobre 2020, la Commission a adopté une stratégie de l'UE pour réduire les émissions de méthane (ci-après dénommée "stratégie sur le méthane") exposant des mesures destinées à réduire les émissions de méthane dans l'Union, y compris dans le secteur de l'énergie, et au niveau mondial. Le règlement (UE) 2021/1119 du Parlement européen et du Conseil⁴ fixe l'objectif de neutralité climatique de l'ensemble de l'économie d'ici à 2050 au plus tard et établit un objectif contraignant pour l'Union, consistant en une réduction, dans l'Union, des émissions nettes de gaz à effet de serre (émissions après déduction des absorptions) d'au moins 55 % d'ici à 2030 par rapport aux niveaux de 1990. Il ressort de l'analyse d'impact accompagnant la proposition en vue du présent règlement que, selon les hypothèses de l'option stratégique privilégiée pour la proposition législative sur le méthane combinées aux hypothèses du paquet législatif "Ajustement à l'objectif 55", 77 % de toutes les émissions de méthane liées au pétrole, au gaz et au charbon prévues pour 2030 peuvent être réduites efficacement au regard des coûts d'un point de vue social et environnemental. Cela contribuerait à limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C et permettrait à l'Union de montrer la voie de manière effective dans la lutte contre les émissions de méthane et de renforcer sa sécurité énergétique.

⁴ Règlement (UE) 2021/1119 du Parlement européen et du Conseil du 30 juin 2021 établissant le cadre requis pour parvenir à la neutralité climatique et modifiant les règlements (CE) n° 401/2009 et (UE) 2018/1999 ("loi européenne sur le climat") (JO L 243 du 9.7.2021, p. 1).

- (7) Les émissions de méthane sont couvertes par les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre de l'Union pour 2030, fixés dans le règlement (UE) 2021/1119, et par les objectifs de réduction des émissions nationaux contraignants au titre du règlement (UE) 2018/842 du Parlement européen et du Conseil⁵. Cependant, il n'existe actuellement pas de cadre juridique de l'Union établissant des mesures spécifiques en vue de réduire les émissions anthropiques de méthane dans le secteur de l'énergie. En outre, si la directive 2010/75/UE du Parlement européen et du Conseil⁶ porte sur les émissions de méthane provenant du raffinage de pétrole et de gaz, elle ne porte pas sur les émissions de méthane provenant d'autres activités du secteur de l'énergie.
- (8) Dans ce contexte, le présent règlement devrait s'appliquer à la réduction des émissions de méthane dans l'exploration et la production en amont de pétrole et de gaz fossile, dans les puits inactifs, les puits temporairement bouchés et les puits définitivement bouchés et abandonnés, dans la collecte et le traitement de gaz fossile, dans le transport, la distribution et le stockage souterrain de gaz, ainsi que dans les installations de gaz naturel liquéfié (GNL). Le présent règlement devrait également s'appliquer aux mines de charbon souterraines et à ciel ouvert en exploitation, ainsi qu'aux mines de charbon souterraines fermées ou abandonnées.

⁵ Règlement (UE) 2018/842 du Parlement européen et du Conseil du 30 mai 2018 relatif aux réductions annuelles contraignantes des émissions de gaz à effet de serre par les États membres de 2021 à 2030 contribuant à l'action pour le climat afin de respecter les engagements pris dans le cadre de l'accord de Paris et modifiant le règlement (UE) n° 525/2013 (JO L 156 du 19.6.2018, p. 26).

⁶ Directive 2010/75/UE du Parlement européen et du Conseil du 24 novembre 2010 relative aux émissions industrielles (prévention et réduction intégrées de la pollution) (JO L 334 du 17.12.2010, p. 17).

- (9) Les règles en matière de mesure, de surveillance, de déclaration et de vérification précis des émissions de méthane dans les secteurs du pétrole, du gaz et du charbon, ainsi qu'en matière de réduction de ces émissions, notamment par des enquêtes de détection et réparation des fuites (LDAR) et des restrictions concernant l'éventage et le torchage, tout en veillant à la protection des travailleurs face aux émissions de méthane, devraient s'inscrire dans un cadre juridique de l'Union approprié. Les règles énoncées dans le présent règlement devraient renforcer la transparence à l'égard des importations d'énergie fossile dans l'Union et contribuer au recours plus important aux solutions d'atténuation des émissions de méthane partout dans le monde. Des horizons temporels de 20 ans et de 100 ans pour le potentiel de réchauffement global devraient être utilisés.
- (10) Le respect des obligations au titre du présent règlement est de nature à nécessiter des investissements de la part des entités réglementées, et les coûts associés à ces investissements devraient être pris en considération dans la fixation des tarifs, sous réserve des principes d'efficacité. Les coûts nécessaires ne devraient pas entraîner une charge financière disproportionnée pour les utilisateurs finaux et les consommateurs.

- (11) Chaque État membre devrait désigner au moins une autorité compétente pour surveiller le respect effectif par les exploitants, les entreprises, les exploitants de mines et les importateurs des obligations prévues dans le présent règlement et devrait notifier à la Commission cette désignation et tout changement à cet égard. Ces autorités compétentes devraient être dotées de ressources financières et humaines suffisantes et devraient prendre toutes les mesures nécessaires pour garantir le respect du présent règlement conformément aux fonctions qui leur sont spécifiquement attribuées. Les autorités compétentes devraient mettre en place un point de contact. Compte tenu du caractère transfrontière des activités et des émissions de méthane du secteur de l'énergie, les autorités compétentes devraient coopérer les unes avec les autres et avec la Commission. Dans ce contexte, la Commission et les autorités compétentes devraient former, ensemble, un réseau d'autorités publiques appliquant le présent règlement afin d'encourager une étroite coopération, accompagnée des dispositions nécessaires pour échanger des informations et des bonnes pratiques, et afin de permettre des consultations.
- (12) Afin de garantir une mise en œuvre harmonieuse et efficace du présent règlement, la Commission devrait soutenir les États membres au moyen de l'instrument d'appui technique établi par le règlement (UE) 2021/240 du Parlement européen et du Conseil⁷, en leur fournissant une expertise technique sur mesure pour concevoir et mettre en œuvre des réformes, notamment des réformes encourageant la réduction des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie. Cet appui technique pourrait par exemple comprendre le renforcement de la capacité administrative, l'harmonisation des cadres législatifs et le partage des bonnes pratiques pertinentes.

⁷ Règlement (UE) 2021/240 du Parlement européen et du Conseil du 10 février 2021 établissant un instrument d'appui technique (JO L 57 du 18.2.2021, p. 1).

- (13) Afin de garantir l'exécution des fonctions des autorités compétentes, les exploitants, les entreprises, les exploitants de mines et les importateurs devraient fournir à ces autorités compétentes toute l'assistance qui s'impose. En outre, les exploitants, les entreprises, les exploitants de mines et les importateurs devraient prendre toutes les mesures nécessaires définies par les autorités compétentes dans le délai défini par ces dernières ou tout autre délai convenu avec celles-ci.

- (14) Les inspections, y compris l'examen des documents et des relevés, les mesures des émissions et le contrôle des sites, devraient constituer l'un des principaux mécanismes à la disposition des autorités compétentes. Des inspections devraient être effectuées régulièrement, sur la base d'une évaluation des risques, notamment les risques environnementaux, associés à chaque site, réalisée par les autorités compétentes. Les autorités compétentes devraient prendre en compte les mécanismes de contrôle mis en place et les bonnes pratiques dont elles disposent. En outre, des inspections devraient être effectuées afin d'enquêter sur les plaintes dûment étayées et les cas de non-conformité et de garantir que les réparations ou les remplacements de composants et les mesures d'atténuation interviennent conformément au présent règlement, ainsi que de vérifier régulièrement que les importateurs respectent le présent règlement. Lorsqu'elles détectent une violation grave du présent règlement, les autorités compétentes devraient délivrer à l'intention de l'exploitant, de l'entreprise, de l'exploitant de mine ou de l'importateur un avis indiquant les mesures correctives à prendre. À défaut, les autorités compétentes devraient être en mesure de décider d'enjoindre à l'exploitant, à l'entreprise, à l'exploitant de mine ou à l'importateur de soumettre à leur approbation un ensemble de mesures correctives visant à remédier à la violation. Les autorités compétentes devraient tenir un registre des inspections et les informations pertinentes devraient être rendues publiques conformément à la directive 2003/4/CE du Parlement européen et du Conseil⁸.

⁸ Directive 2003/4/CE du Parlement européen et du Conseil du 28 janvier 2003 concernant l'accès du public à l'information en matière d'environnement et abrogeant la directive 90/313/CEE du Conseil (JO L 41 du 14.2.2003, p. 26).

- (15) Afin de déterminer la gravité d'une infraction au présent règlement, les autorités compétentes devraient prendre en considération les dommages environnementaux et l'incidence sur la sécurité et la santé humaines, ainsi que la probabilité que l'infraction affecte, de manière substantielle, la fiabilité et la robustesse des données dans le cadre des obligations en matière de surveillance et de déclaration au titre du présent règlement.
- (16) Compte tenu de la proximité de certaines sources d'émissions de méthane avec des zones urbaines ou résidentielles et de leurs incidences sur la santé, l'environnement et le climat, les personnes physiques ou morales devraient pouvoir introduire auprès des autorités compétentes des plaintes dûment étayées concernant d'éventuelles infractions au présent règlement. Dans ce contexte, il devrait être possible d'utiliser le portail européen e-Justice pour héberger les informations pertinentes mises à disposition par les États membres, en particulier les coordonnées des autorités compétentes, les principales étapes de la procédure de plainte, ainsi que les droits et les règles de base à respecter. Les autorités compétentes devraient tenir les plaignants informés de la procédure et des décisions prises et les plaignants devraient recevoir une décision définitive dans un délai raisonnable après le dépôt de la plainte.

- (17) Un cadre de vérification solide améliore la crédibilité des données transmises. En outre, le niveau de détail et de complexité technique des mesures des émissions de méthane nécessite une vérification en bonne et due forme des données sur les émissions de méthane transmises par les exploitants, les entreprises, les exploitants de mines et les importateurs. Si une autovérification est possible, une vérification par un tiers garantit toutefois une plus grande indépendance et une plus grande transparence. En outre, elle permet de disposer d'un ensemble harmonisé de compétences et d'un niveau harmonisé d'expertise qui ne seraient peut-être pas accessibles à toutes les entités publiques. Les vérificateurs devraient être accrédités par des organismes d'accréditation conformément au règlement (CE) n° 765/2008 du Parlement européen et du Conseil⁹ ou autrement habilitée d'une manière comparable à celle prévue dans le règlement (CE) n° 765/2008. Les vérificateurs indépendants devraient donc veiller à ce que les déclarations d'émissions préparées par les exploitants, les entreprises, les exploitants de mines et les importateurs soient précises et conformes aux exigences définies dans le présent règlement. Les activités de vérification devraient être alignées sur les normes et méthodes européennes ou autres normes et méthodes internationales pertinentes pour les vérificateurs et devraient tenir dûment compte de la nature des activités faisant l'objet de la vérification. Les vérificateurs devraient analyser les données figurant dans les déclarations d'émissions afin d'en évaluer la fiabilité, la crédibilité et l'exactitude. Afin d'assurer l'exactitude des données, les vérificateurs devraient, selon qu'il convient, procéder à des contrôles sur place annoncés ou inopinés. Les vérificateurs devraient être distincts des autorités compétentes et devraient être indépendants des exploitants, des entreprises, des exploitants de mines et des importateurs, qui devraient leur apporter toute l'assistance nécessaire pour permettre ou faciliter les activités de vérification, en particulier en ce qui concerne l'accès aux sites et la présentation des documents ou des relevés.

⁹ Règlement (CE) n° 765/2008 du Parlement européen et du Conseil du 9 juillet 2008 fixant les prescriptions relatives à l'accréditation et abrogeant le règlement (CEE) n° 339/93 du Conseil (JO L 218 du 13.8.2008, p. 30).

- (18) Dans le cadre de l'exécution de leurs fonctions et de l'exercice des pouvoirs que leur confère le présent règlement, la Commission, les autorités compétentes et les vérificateurs devraient tenir compte des informations mises à disposition au niveau international, par exemple par l'Observatoire international des émissions de méthane (IMEO), en particulier en ce qui concerne les méthodes d'agrégation et d'analyse des données et de vérification des méthodes et des processus statistiques employés par les exploitants, les entreprises, les exploitants de mines et les importateurs pour quantifier les données figurant dans leurs déclarations d'émissions. Les critères de référence à cet égard peuvent comprendre le cadre d'information, les documents techniques d'orientation et les modèles de déclaration de l'"Oil and Gas Methane Partnership" (OGMP).
- (19) L'IMEO a été créé par l'Union en octobre 2020 en partenariat avec le PNUE, la CCAC et l'Agence internationale de l'énergie, et présenté lors du sommet du G20 en octobre 2021. Il a été chargé de collecter, rapprocher, vérifier et publier des données sur les émissions anthropiques de méthane au niveau mondial. L'IMEO pourrait jouer un rôle dans l'identification des super-émetteurs au moyen d'un système de détection et d'alerte précoces.
- (20) En tant que partie à la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (CCNUCC)¹⁰ et à l'accord de Paris adopté au titre de la CCNUCC¹¹ (ci-après dénommé "accord de Paris"), l'Union est tenue de présenter chaque année un rapport d'inventaire des émissions anthropiques de gaz à effet de serre constituant un agrégat des inventaires nationaux des gaz à effet de serre des États membres, préparé suivant des méthodes constituant des bonnes pratiques et acceptées par le GIEC.

¹⁰ JO L 33 du 7.2.1994, p. 13.

¹¹ JO L 282 du 19.10.2016, p. 4.

- (21) Le règlement (UE) 2018/1999 du Parlement européen et du Conseil¹² impose aux États membres de transmettre à la Commission les données d'inventaire des gaz à effet de serre et leurs projections nationales. En application dudit règlement, la communication d'informations est effectuée conformément aux directives de la CCNUCC en matière de communication d'informations et est souvent basée sur des facteurs d'émission par défaut plutôt que sur des mesures directes au niveau de la source, ce qui implique des incertitudes quant à l'origine, à la fréquence et à l'ampleur des émissions.
- (22) Les données par pays communiquées conformément aux dispositions de la CCNUCC en matière de communication d'informations sont transmises au secrétariat de la CCNUCC selon différents niveaux de communication, conformément aux lignes directrices du GIEC. Dans ce contexte, le GIEC préconise généralement d'utiliser les méthodes de niveau supérieur pour les sources d'émissions qui ont une influence significative sur l'inventaire des gaz à effet de serre total d'un pays en ce qui concerne le niveau, la tendance ou l'incertitude absolus.

¹² Règlement (UE) 2018/1999 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 sur la gouvernance de l'union de l'énergie et de l'action pour le climat, modifiant les règlements (CE) n° 663/2009 et (CE) n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil, les directives 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE et 2013/30/UE du Parlement européen et du Conseil, les directives 2009/119/CE et (UE) 2015/652 du Conseil et abrogeant le règlement (UE) n° 525/2013 du Parlement européen et du Conseil (JO L 328 du 21.12.2018, p. 1).

- (23) Un niveau représente un degré de complexité méthodologique. Trois niveaux sont disponibles. Les méthodes du niveau 1 utilisent normalement les facteurs d'émission par défaut du GIEC et nécessitent les données d'activité les plus élémentaires et les moins désagrégées. Les niveaux supérieurs utilisent des méthodes plus élaborées et des facteurs d'émission spécifiques à la source, à la technologie, à la région ou au pays, qui sont souvent basés sur des mesures, et nécessitent normalement des données d'activité plus désagrégées. Plus précisément, le niveau 2 requiert l'utilisation de facteurs d'émission spécifiques au pays, plutôt que par défaut, tandis que le niveau 3 requiert des données ou des mesures installation par installation et comprend l'application d'une évaluation ascendante rigoureuse par type de source au niveau de chaque installation. Dans sa révision 2019 des lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre, le GIEC a déclaré que la progression du niveau 1 au niveau 3 représente une augmentation de la certitude des mesures des émissions liées au méthane.
- (24) Les États membres ont des pratiques différentes quant au niveau auquel ils communiquent leurs émissions de méthane relatives à l'énergie au secrétariat de la CCNUCC. La déclaration au niveau 2 pour les sources d'émissions majeures est conforme aux lignes directrices du GIEC en matière de déclaration, car le niveau 2 est considéré comme une méthode de niveau supérieur. La déclaration au niveau 1, le niveau le plus bas, reste très courante dans plusieurs États membres pour les émissions de méthane provenant des secteurs du charbon, du gaz et du pétrole. Par conséquent, les méthodes d'estimation et la déclaration des émissions de méthane relatives à l'énergie varient d'un État membre à l'autre.

- (25) Les initiatives volontaires de la part de l'industrie demeurent actuellement la principale manière de procéder pour quantifier et atténuer les émissions de méthane dans de nombreux pays. Une initiative majeure de la part de l'industrie dans le secteur de l'énergie est l'OGMP, une initiative volontaire en matière de mesure et de déclaration des émissions de méthane, créée en 2014 par le PNUE et la CCAC, au conseil de laquelle la Commission est représentée. L'OGMP s'attelle essentiellement à mettre en place des bonnes pratiques en vue d'améliorer la disponibilité d'informations mondiales sur la quantification et la gestion des émissions de méthane et de favoriser les actions d'atténuation afin de réduire les émissions de méthane. Le travail de l'OGMP en matière d'élaboration de normes et de méthodes fait intervenir les gouvernements, la société civile et les entreprises. À ce jour, plus de 115 entreprises, qui possèdent des actifs dans plus de soixante pays sur cinq continents, représentant plus de 35 % de la production mondiale de pétrole et de gaz et plus de 70 % des flux de GNL, ont adhéré à l'OGMP 2.0 du PNUE. Le cadre OGMP 2.0 est la dernière version d'une norme dynamique en matière d'émissions de méthane et peut constituer une base adéquate pour les normes en matière d'émissions de méthane, fondée sur des normes scientifiques rigoureuses.
- (26) Dans ce contexte, il est nécessaire d'améliorer la mesure des émissions de méthane et la qualité des données déclarées, y compris sur les principales sources d'émissions de méthane associées à l'énergie produite et consommée dans l'Union. En outre, la disponibilité de données au niveau de la source et la quantification rigoureuse des émissions de méthane devraient être garanties, afin d'accroître la fiabilité des déclarations ainsi que la possibilité que des mesures d'atténuation appropriées soient mises en place.

- (27) Pour que la quantification et la déclaration soient efficaces, les exploitants et les entreprises devraient être tenus de quantifier et de déclarer les émissions de méthane par source, et de mettre des données agrégées à la disposition des États membres afin que ces derniers puissent améliorer l'exactitude de leurs inventaires et déclarations. En outre, une vérification efficace des données déclarées est nécessaire. Afin de réduire au minimum la charge administrative pour les exploitants et les entreprises, ceux-ci devraient effectuer leur déclaration annuellement.
- (28) Le présent règlement, qui s'appuie sur les parties pertinentes du cadre OGMP 2.0, contribue à la collecte de données fiables et rigoureuses qui constitueraient une base suffisante pour surveiller les émissions de méthane et, lorsque cela est nécessaire, prévoit des mesures supplémentaires pour réduire davantage encore ces émissions.

- (29) Le cadre OGMP 2.0 prévoit cinq niveaux de déclaration. La déclaration au niveau de la source commence au niveau 3, qui est jugé comparable au niveau 3 de la CCNUCC. Elle permet d'utiliser des facteurs d'émission génériques. La déclaration de niveau 4 de l'OGMP 2.0 requiert des mesures directes des émissions de méthane au niveau de la source et permet d'utiliser des facteurs d'émission spécifiques. La déclaration de niveau 5 de l'OGMP 2.0 requiert des mesures complémentaires au niveau du site en sus de la quantification des émissions de méthane au niveau de la source. En outre, le cadre OGMP 2.0 impose aux entreprises de déclarer les mesures directes des émissions de méthane dans un délai de trois ans à compter de l'adhésion à l'OGMP 2.0 pour les actifs exploités et de cinq ans pour les actifs non exploités. Les délais dans lesquels les exploitants et les entreprises sont tenus de soumettre les déclarations requises au titre du présent règlement devraient être fixés, sur la base de l'approche adoptée par l'OGMP 2.0 en ce qui concerne la déclaration au niveau de la source et en tenant compte du fait que de nombreuses entreprises de l'Union ont déjà adhéré à l'OGMP 2.0. Outre la quantification au niveau de la source, la quantification au niveau du site permet d'évaluer, de vérifier et de compléter les estimations au niveau de la source agrégées par site, et d'améliorer ainsi la confiance dans les émissions déclarées. À l'instar du cadre OGMP 2.0, il convient d'exiger des mesures au niveau du site aux fins d'un rapprochement avec la quantification au niveau de la source.
- (30) Selon les données de l'inventaire des gaz à effet de serre de l'Union, qui s'appuie sur les inventaires nationaux des gaz à effet de serre communiqués au titre du règlement (UE) 2018/1999, plus de la moitié de l'ensemble des émissions directes de méthane dans le secteur de l'énergie provient du rejet involontaire de méthane dans l'atmosphère. Dans le cas du pétrole et du gaz, ces émissions involontaires de méthane représentent l'essentiel des émissions de méthane.

- (31) Des fuites involontaires de méthane dans l'atmosphère peuvent se produire au cours du forage et de l'extraction, ainsi que pendant le traitement, le stockage, le transport et la distribution aux consommateurs finals. De telles fuites peuvent également survenir dans des puits inactifs, des puits temporairement bouchés ou des puits définitivement bouchés et abandonnés. Certaines émissions de méthane peuvent être le résultat d'imperfections dans des composants techniques tels que les joints, les brides et les valves, ou de l'usure normale de ceux-ci, ou encore de composants endommagés, par exemple en cas d'accident. La corrosion peut aussi causer des fuites depuis les parois de l'équipement pressurisé.
- (32) Afin de réduire les émissions de méthane, les exploitants devraient prendre toutes les mesures d'atténuation appropriées pour limiter les émissions de méthane dans le cadre de leurs activités.
- (33) Plus précisément, les émissions de méthane dues aux fuites sont le plus souvent réduites grâce à des enquêtes LDAR, réalisées d'abord pour identifier les fuites puis pour les réparer ou pour remplacer les composants présentant une fuite. Les exploitants devraient donc mener des enquêtes LDAR périodiques, y compris sur les composants à l'origine de l'éventage du méthane, afin de rechercher des dysfonctionnements des équipements.

- (34) À cet effet, une approche harmonisée devrait être mise en place afin de garantir des conditions égales pour tous les exploitants de l'Union. Cette approche devrait inclure des exigences minimales en matière d'enquêtes LDAR, tout en laissant une souplesse suffisante aux États membres et aux exploitants. Cette souplesse est essentielle pour permettre l'innovation et la mise au point de nouveaux composants, de nouvelles technologies LDAR et de nouvelles méthodes de détection, afin de prévenir le verrouillage technologique, au détriment de la protection de l'environnement. De nouvelles technologies LDAR et de nouvelles méthodes de détection continuent de voir le jour et les États membres devraient encourager l'innovation dans ce secteur, afin que les composants, les technologies LDAR et les méthodes de détection qui soient les moins émetteurs, et qui soient également précis et rentables, puissent être adoptés.

- (35) Les obligations en matière d'enquêtes LDAR devraient refléter les bonnes pratiques. Les enquêtes LDAR devraient avoir pour objectif premier de trouver et d'éliminer aussi vite que possible les fuites par la réparation ou le remplacement du composant présentant une fuite, plutôt que de les quantifier, et les zones présentant un risque plus élevé de fuites devraient être contrôlées plus fréquemment. Déterminer la fréquence des enquêtes LDAR et prendre la décision de réparer ou de remplacer un composant devraient être guidés non seulement par la nécessité de réparer ou de remplacer les composants d'où le méthane s'échappe à des niveaux supérieurs au seuil d'émission de méthane, mais aussi par des considérations opérationnelles, en tenant compte des risques pour la sécurité. Par conséquent, lorsqu'un risque plus important pour la sécurité ou un risque plus important d'émissions de méthane est détecté, les autorités compétentes devraient être autorisées à recommander des enquêtes LDAR plus fréquentes pour les composants en question ou le remplacement des composants par une technologie qui soit moins susceptible de fuites. Toutes les fuites, quelle que soit leur ampleur, devraient faire l'objet d'une enquête et être contrôlées car les petites fuites peuvent prendre de l'ampleur. Les réparations des fuites devraient être suivies d'une confirmation de leur efficacité. Afin de permettre l'utilisation de nouveaux composants ou de nouvelles technologies de détection des émissions de méthane plus avancées, l'ampleur de la perte de méthane au-delà de laquelle une réparation est requise devrait être spécifiée, tout en laissant aux exploitants le choix du dispositif de détection. Le cas échéant, il devrait être possible d'utiliser des technologies de détection, telles que la surveillance continue, dans le cadre des enquêtes LDAR à condition que ces technologies satisfassent aux exigences du présent règlement en ce qui concerne les technologies de détection avancées. Les exploitants les plus performants qui produisent ou traitent du pétrole ou du gaz devraient être en mesure de mener des enquêtes LDAR à des fréquences différentes, sous réserve du respect des conditions prévues dans le présent règlement et de l'approbation par les autorités compétentes.

- (36) Les enquêtes LDAR devraient être menées comme suit, en utilisant les technologies et techniques de détection appropriées disponibles pour identifier les fuites: au plus près de chaque source d'émission potentielle pour les composants en surface et les composants au-dessus du niveau de la mer; à l'interface entre le sol et l'atmosphère dans un premier temps et, si une fuite potentielle est détectée, au plus près de la source d'émission dans un deuxième temps pour les composants souterrains; et en appliquant les meilleures techniques de détection disponibles sur le marché pour les composants offshore situés sous le niveau de la mer ou au-dessous des fonds marins.
- (37) En ce qui concerne les composants souterrains, les enquêtes LDAR sont généralement réalisées selon un processus en deux étapes. La première étape consiste à réaliser une première détection des fuites et détermine s'il y a lieu de creuser le sol ou d'entreprendre le forage d'un trou de sondage si la conduite est directement accessible. Les exploitants creusent ou forent le sol si la fuite est à un niveau égal ou supérieur au premier seuil de détection des fuites. La deuxième étape consiste à réaliser une deuxième détection des fuites et détermine s'il y a lieu de réparer la fuite. Les exploitants réparent la fuite si celle-ci est d'un niveau égal ou supérieur au deuxième seuil de détection des fuites.
- (38) Les limites minimales de détection visent à s'assurer que les dispositifs de détection sont suffisamment sensibles pour détecter les fuites conformément au présent règlement. Ces limites minimales de détection ainsi que les techniques de détection à utiliser devraient être déterminées par la Commission, en tenant compte des différents types de composants et des enquêtes LDAR, pour toutes les catégories de composants, de même que des seuils de détection applicables à la première étape des enquêtes LDAR pour les composants souterrains.

- (39) La réparation ou le remplacement devrait avoir lieu immédiatement après la détection d'une fuite à un niveau égal ou supérieur, précisé dans le présent règlement, ou dès que possible après la détection. S'il s'avérait nécessaire de tenir compte de considérations techniques, administratives et de sécurité exceptionnelles, des éléments de preuve devraient être fournis pour justifier tout retard dans la réparation ou le remplacement. Les réparations ou les remplacements devraient être faits en utilisant les meilleures technologies qui sont disponibles sur le marché et offrant une protection à long terme contre les fuites futures.
- (40) Les petits réseaux connectés au sens de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil¹³ peuvent être confrontés à des problèmes de sécurité d'approvisionnement et de stabilité du réseau en cas d'arrêt du système. Dès lors, afin d'éviter de tels risques pour la sécurité d'approvisionnement, des travaux de réparation ou de remplacement devraient être effectués lors des mises à l'arrêt programmées.
- (41) Compte tenu de son puissant effet d'émission de gaz à effet de serre, l'éventage devrait être interdit, sauf en cas d'urgence ou de dysfonctionnement, ou au cours d'événements bien précis lors desquels l'éventage est inévitable et strictement nécessaire. Afin de veiller à ce que les exploitants n'utilisent pas d'équipements conçus pour l'éventage, il convient d'adopter des normes technologiques permettant de recourir à des solutions de remplacement moins émettrices.

¹³ Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE (JO L 158 du 14.6.2019, p. 125).

- (42) Le torchage est considéré comme un torchage systématique lorsqu'il a lieu au cours de la production normale de pétrole, de gaz et de charbon en l'absence d'installations adéquates ou de structure géologique adaptée permettant de réinjecter le gaz produit, de l'utiliser sur place ou de l'acheminer vers un marché. Le torchage systématique devrait être interdit. Le torchage devrait être autorisé lorsqu'il constitue la seule alternative à l'éventage et lorsque l'éventage n'est pas interdit. L'élimination du torchage systématique augmenterait également la disponibilité du gaz naturel pour les marchés du gaz. L'éventage est plus nocif pour l'environnement que le torchage, car le gaz rejeté contient généralement des niveaux élevés de méthane, alors que le torchage oxyde le méthane en CO₂, dont le potentiel de réchauffement global est inférieur. Par conséquent, lorsqu'aucune autre option n'est disponible, le torchage devrait être préféré à l'éventage.
- (43) Le recours au torchage à la place de l'éventage exige que les dispositifs de torchage permettent une combustion efficace du méthane. C'est pourquoi une exigence d'efficacité de combustion devrait aussi être prévue pour les cas dans lesquels le torchage est autorisé, et les dispositifs de torchage dont le niveau d'efficacité de destruction et d'élimination dès la conception est inférieur à 99 % devraient être progressivement éliminés. L'utilisation de dispositifs d'allumage automatique ou de brûleurs pilotes fonctionnant en continu, qui permettent un allumage plus fiable en raison du fait qu'ils ne sont pas affectés par le vent, devrait aussi être imposée.
- (44) La réinjection du méthane, son utilisation sur place ou son acheminement vers un marché devraient toujours être préférables à l'éventage ou au torchage. Les exploitants qui pratiquent l'éventage devraient fournir aux autorités compétentes la preuve que la réinjection, l'utilisation sur place ou le stockage en vue d'une utilisation ultérieure du méthane, l'acheminement du méthane vers un marché ou le torchage n'étaient pas possibles, et les exploitants qui pratiquent le torchage devraient fournir aux autorités compétentes la preuve que la réinjection, l'utilisation sur place ou le stockage en vue d'une utilisation ultérieure du méthane, ou l'acheminement du méthane vers un marché n'étaient pas possibles.

- (45) Les exploitants devraient notifier sans tarder les épisodes majeurs d'éventage et de torchage aux autorités compétentes et présenter chaque année à ces autorités des rapports plus complets sur tous ces épisodes. Ils devraient aussi veiller à ce que l'équipement et les dispositifs d'éventage et de torchage respectent les normes définies dans le droit de l'Union.
- (46) Les émissions de méthane provenant de puits inactifs, de puits temporairement bouchés et de puits définitivement bouchés et abandonnés posent des risques pour la santé, la sécurité et l'environnement. Par conséquent, les obligations en matière de surveillance, y compris la surveillance de la quantification et, lorsqu'un équipement de surveillance de la pression existe, la surveillance de la pression, et en matière de déclaration devraient continuer de s'appliquer, et ces puits et leurs sites devraient être définitivement bouchés, réhabilités et dépollués, selon le cas. Dans ces cas, les États membres devraient jouer un rôle prédominant, en particulier pour établir des inventaires et, lorsqu'aucune partie responsable ne peut être identifiée, pour déclarer les émissions de méthane et établir des plans d'atténuation dans des délais clairement définis.
- (47) Dans le cas des puits définitivement bouchés et abandonnés, une documentation adéquate démontrant l'absence d'émissions de méthane devrait être fournie pour tous les puits qui ont été définitivement bouchés et abandonnés au cours des trente ans précédant la date d'entrée en vigueur du présent règlement, à la date de cette entrée en vigueur ou après cette date et, lorsque cette documentation est disponible, pour les puits définitivement bouchés et abandonnés plus de trente ans avant la date d'entrée en vigueur du présent règlement. Une telle documentation devrait comprendre au moins une quantification fondée sur le facteur d'émission ou fondée sur un échantillonnage, ou des éléments de preuve fiables attestant de l'isolation permanente de subsurface au sens de la norme ISO 16530-1:2017, qui est la norme internationale applicable à l'intégrité des puits pour les secteurs du pétrole et du gaz naturel.

- (48) Lorsque les autorités compétentes reçoivent des éléments de preuve fiables indiquant d'importantes quantités d'émissions de méthane dans un puits offshore inactif, dans un puits temporairement bouché ou dans un puits définitivement bouché et abandonné, selon le cas, qui ont été confirmés par un tiers indépendant, elles devraient décider d'appliquer à ce puits les obligations prévues pour les puits temporairement bouchés.
- (49) Le nombre de puits inactifs, de puits temporairement bouchés et de puits définitivement bouchés et abandonnés situés sur le territoire des États membres varie considérablement, et certains États membres comptent un très grand nombre de tels puits sur leur territoire. Ces États membres devraient être autorisés à appliquer une approche plus progressive en ce qui concerne le respect des obligations en matière d'établissement d'un inventaire de ces puits afin de garantir la proportionnalité des coûts et de la charge administrative associés à cet inventaire.
- (50) Puisque la probabilité qu'une fuite de méthane en provenance d'un puits offshore atteigne la surface dépend de plusieurs facteurs et tend à diminuer avec la profondeur de l'eau, et que les ressources nécessaires à l'enquête et à l'intervention dans des puits offshore s'accroissent à mesure que la profondeur de l'eau et la distance par rapport à la côte augmentent, des dérogations à certaines des obligations prévues par le présent règlement devraient être envisagées pour les puits offshore situés à une plus grande profondeur d'eau, à condition que des éléments de preuve robustes puissent être fournis quant au fait que l'incidence sur le climat des émissions potentielles de méthane provenant de ces puits est très probablement négligeable.

- (51) Les données d'inventaire des gaz à effet de serre de l'Union montrent que les émissions de méthane provenant des mines de charbon représentent la source la plus importante d'émissions de méthane dans le secteur de l'énergie de l'Union. En 2019, les émissions directes du secteur du charbon représentaient 31 % de l'ensemble des émissions de méthane, soit un taux presque équivalent au pourcentage d'émissions directes de méthane provenant du pétrole et du gaz fossile combinés, à savoir 33 %.
- (52) À l'heure actuelle, il n'existe pas de législation spécifique couvrant toute l'Union qui limite les émissions de méthane provenant du secteur du charbon, et ce malgré la vaste gamme de technologies d'atténuation disponibles. Il n'existe aucune norme de surveillance, de déclaration et de vérification propre au charbon au niveau de l'Union ou au niveau international. Dans l'Union, la déclaration des émissions de méthane provenant du secteur du charbon s'inscrit dans le cadre de la déclaration des émissions de gaz à effet de serre par les États membres. Les données en provenance des mines de charbon souterraines figurent aussi dans le registre européen des rejets et des transferts de polluants créé par le règlement (CE) n° 166/2006 du Parlement européen et du Conseil¹⁴.
- (53) Des études récentes montrent que les émissions de méthane sont essentiellement liées aux activités minières souterraines, dans les mines de charbon en exploitation, et dans les mines de charbon fermées et abandonnées. Dans les mines de charbon souterraines en exploitation, la concentration de méthane dans l'air est contrôlée en permanence, car elle représente un risque pour la santé et la sécurité. Dans le cas des mines de charbon souterraines, la grande majorité des émissions de méthane survient au niveau des systèmes de ventilation et de captage ou dégazage, qui représentent les deux principaux moyens de réduire les concentrations de méthane dans les galeries d'air d'une mine de charbon.

¹⁴ Règlement (CE) n° 166/2006 du Parlement européen et du Conseil du 18 janvier 2006 concernant la création d'un registre européen des rejets et des transferts de polluants, et modifiant les directives 91/689/CEE et 96/61/CE du Conseil (JO L 33 du 4.2.2006, p. 1).

- (54) Une fois que la production a cessé et que la mine de charbon est fermée ou abandonnée, cette dernière continue de rejeter du méthane, appelé "méthane de mine abandonnée ". Ces émissions de méthane proviennent généralement de sources ponctuelles bien définies, telles que des puits d'aérage ou des événements de décompression. Avec l'ambition climatique accrue et la transition de la production énergétique vers des sources d'énergie à moindre intensité de carbone, les émissions de méthane de mine abandonnée devraient augmenter dans l'Union. On estime que même dix ans après l'arrêt des activités minières, du méthane continue d'être émis par les mines de charbon non envoyées à des taux atteignant 40 % environ de ceux enregistrés lors de la fermeture. De plus, le traitement du méthane de mine abandonnée reste fragmenté en raison des différences dans les droits et obligations en matière de propriété et d'exploitation dans l'Union. Par conséquent, les États membres devraient mettre en place des inventaires des mines de charbon souterraines fermées et des mines de charbon souterraines abandonnées dont l'exploitation a cessé après le ... [70 ans avant la date d'entrée en vigueur du présent règlement], et la partie responsable identifiée devrait être tenue d'installer des dispositifs de mesure des émissions de méthane.

- (55) Les mines de charbon à ciel ouvert en exploitation dans l'Union produisent du lignite et émettent moins de méthane que les mines de charbon souterraines. Les mines de lignite au sein de l'Union sont principalement des mines de charbon à ciel ouvert, à l'exception d'une mine de lignite souterraine dans un État membre. Selon l'inventaire des gaz à effet de serre de l'Union, en 2019, les mines de charbon à ciel ouvert en exploitation ont émis 166 kilotonnes de méthane, contre 828 kilotonnes de méthane provenant des mines de charbon souterraines. La mesure des émissions de méthane provenant des mines de charbon à ciel ouvert pose de multiples problèmes en raison de la tendance du méthane à se diffuser sur une vaste superficie. Par conséquent, et malgré la disponibilité de technologies adéquates, les émissions de méthane provenant des mines de charbon à ciel ouvert sont rarement mesurées. Les émissions de méthane provenant des mines de charbon à ciel ouvert peuvent être calculées à l'aide de facteurs d'émission spécifiques au bassin et, avec une plus grande précision, à l'aide de facteurs d'émission spécifiques à la mine ou au gisement, étant donné que les bassins houillers se composent de gisements ayant différentes capacités de production de méthane. Les facteurs d'émission peuvent être calculés en mesurant la teneur en gaz des veines dans lesquelles des échantillons ont été prélevés par carottage. Les exploitants de mines devraient donc quantifier les émissions de méthane dans les mines de charbon à ciel ouvert à l'aide de tels facteurs d'émission.
- (56) Les émissions de méthane provenant des mines de charbon souterraines totalement ennoyées tendent à diminuer nettement au fil du temps, à mesure que les conditions hydrogéologiques se stabilisent à la suite de la fermeture de la mine de charbon et de la fin du procédé d'ennoyage. Par conséquent, il devrait être possible d'exempter ces mines de charbon des obligations en matière de quantification, dans des cas dûment justifiés.

- (57) Les exploitants de mines devraient procéder à une mesure et à une quantification en continu des émissions de méthane provenant des puits d'aérage des mines de charbon souterraines, et à une mesure en continu du méthane mis à l'évent et brûlé dans les stations de captage. Ils devraient utiliser des facteurs d'émission spécifiques pour les mines de charbon à ciel ouvert. Ils devraient communiquer ces données aux autorités compétentes.
- (58) Les mines de charbon souterraines en exploitation, fermées ou abandonnées sont celles où les émissions de méthane peuvent le plus efficacement être atténuées. L'atténuation efficace des émissions de méthane provenant des mines de charbon à ciel ouvert en exploitation, fermées ou abandonnées est actuellement limitée par la technologie. Cependant, afin de favoriser la recherche et le développement dans les technologies d'atténuation de ces émissions de méthane à l'avenir, une surveillance, une déclaration et une vérification efficaces et détaillées de l'ampleur de ces émissions de méthane devraient être mises en place.
- (59) Les mines de charbon souterraines en exploitation sont des mines de charbon thermique ou de charbon à coke. Le charbon thermique est essentiellement utilisé comme source d'énergie et le charbon à coke comme combustible et comme réactif dans l'aciérie. Tant les mines de charbon thermique que celles de charbon à coke devraient faire l'objet d'une mesure, d'une déclaration et d'une vérification ainsi que de mesures d'atténuation en ce qui concerne les émissions de méthane. Les mesures d'atténuation devraient être mises en œuvre par élimination progressive de l'éventage et du torchage. Les mesures d'atténuation ne devraient pas entraîner de détérioration de la sécurité des travailleurs.

- (60) Pour les mines de charbon souterraines en exploitation, les mesures d'atténuation devraient être mises en œuvre par l'élimination progressive des dispositifs de torchage dont le niveau d'efficacité de destruction et d'élimination dès la conception est inférieur à 99 %. Si l'ennoyage des mines de charbon souterraines fermées ou abandonnées peut prévenir les émissions de méthane, cette solution n'est pas systématiquement appliquée et présente des risques pour l'environnement. Dans ces mines de charbon, les dispositifs de torchage dont le niveau d'efficacité de destruction et d'élimination dès la conception est inférieur à 99 % devraient également être progressivement supprimés. Étant donné que les contraintes géologiques et les considérations environnementales empêchent l'application d'une approche unique en ce qui concerne les mines de charbon souterraines abandonnées, les États membres devraient établir leur propre plan d'atténuation, en prenant en considération ces contraintes et la faisabilité technique de l'atténuation des émissions de méthane de mine abandonnée.
- (61) Afin réduire les émissions de méthane provenant des mines de charbon en exploitation, les États membres devraient être autorisés à introduire des systèmes d'incitation à la réduction des émissions de méthane, sous réserve des règles applicables en matière d'aides d'État. Ces systèmes pourraient notamment encourager les investissements dans le captage et l'injection de méthane dans le réseau et la réduction des émissions de méthane provenant des puits d'aérage et du torchage. Les États membres devraient être autorisés à introduire des systèmes spécifiques de redevances et de droits pour faciliter les investissements dans la réduction des émissions de méthane, entre autres, dans le cadre des programmes d'aides d'État visant au démantèlement des capacités de production de charbon, sous réserve des règles applicables en matière d'aides d'État.
- (62) Les meilleures pratiques existantes en matière d'atténuation aux fins de la réduction des émissions de méthane devraient être autorisées dans les mines de charbon fermées ou abandonnées, notamment le développement de projets de stockage géothermique et de chaleur dans les mines de charbon ennoyées, les applications hydroélectriques dans les mines de charbon non ennoyées, la capture des émissions de méthane par dégazage, l'utilisation de dispositifs de dégazage liés à la sécurité, l'utilisation de gaz de mine aux fins de la production d'énergie, ou l'endiguement de l'eau de mine ainsi que d'autres utilisations possibles.

- (63) L'Union dépend des importations pour 70 % de sa consommation de houille, 97 % de sa consommation de pétrole et 90 % de sa consommation de gaz fossile. Si la part des émissions anthropiques mondiales de méthane émises en Europe n'est estimée qu'à environ 6 %, la consommation de combustibles fossiles et la dépendance à l'égard des importations de ces combustibles contribuent de manière significative aux émissions de méthane de l'Union.
- (64) Les effets sur le réchauffement climatique causés par les émissions de méthane sont transfrontières. Bien que certains pays tiers producteurs d'énergie fossile commencent à agir au niveau national pour réduire les émissions de méthane dans leur secteur de l'énergie, de nombreux producteurs et exportateurs de pays tiers ne sont soumis à aucune réglementation sur leurs marchés intérieurs respectifs. Ils ont besoin d'incitations claires à réduire leurs émissions de méthane. Des informations transparentes sur les émissions de méthane associées à la production du pétrole brut, du gaz naturel et du charbon mis sur le marché dans l'Union devraient donc être mises à la disposition des marchés et du grand public.
- (65) Les données précises, déclarées au niveau 3 de la CCNUCC ou utilisant des méthodes équivalentes, sur les émissions internationales de méthane sont actuellement limitées. De nombreux pays tiers exportateurs d'énergie fossile n'ont pas encore transmis de données d'inventaire complètes au secrétariat de la CCNUCC. En outre, il s'avère qu'une forte augmentation des émissions de méthane provenant des activités de production de pétrole et de gaz, qui sont passées de 65 à 80 Mt/an, a eu lieu ces 20 dernières années dans le monde.

- (66) Comme annoncé dans la stratégie sur le méthane, l'Union est déterminée à travailler en coopération avec ses partenaires énergétiques et les autres principaux pays tiers importateurs et exportateurs d'énergie fossile pour lutter contre les émissions de méthane au niveau mondial. La diplomatie énergétique en matière d'émissions de méthane a déjà donné des résultats significatifs. En septembre 2021, l'Union et les États-Unis ont annoncé l'engagement mondial sur le méthane, pris lors de la conférence des Nations unies sur les changements climatiques (COP 26) en novembre 2021. L'engagement mondial sur le méthane constitue un engagement politique à œuvrer ensemble en vue de réduire collectivement, d'ici à 2030, les émissions mondiales de méthane de 30 % par rapport aux niveaux de 2020, et de prendre des mesures globales au niveau national pour atteindre cet objectif. Il comporte aussi un engagement à progressivement utiliser les meilleures méthodes d'inventaire disponibles pour quantifier les émissions de méthane. Plus de cent pays, représentant près de la moitié des émissions anthropiques mondiales de méthane, ont déjà adhéré à l'engagement mondial sur le méthane.
- (67) L'IMEO joue un rôle important pour renforcer la transparence en matière d'émissions de méthane du secteur de l'énergie au niveau mondial et la Commission devrait continuer de coopérer avec lui.
- (68) Parallèlement à la poursuite du travail diplomatique qu'elle accomplit afin de parvenir à des engagements mondiaux visant une réduction importante des émissions de méthane, l'Union continue d'encourager tous les efforts destinés à réduire fortement ces émissions dans le monde, et en particulier dans les pays tiers qui fournissent de l'énergie fossile à l'Union.

- (69) Les importateurs de pétrole brut, de gaz naturel et de charbon dans l'Union devraient donc être tenus de fournir aux autorités compétentes concernées des informations sur les mesures relatives à la mesure, à la déclaration, à la vérification et à l'atténuation des émissions de méthane prises par les exportateurs vers l'Union et les producteurs de pays tiers, en particulier en ce qui concerne l'application de mesures réglementaires ou volontaires afin de contrôler les émissions de méthane des producteurs de pays tiers fournissant du pétrole brut, du gaz naturel ou du charbon, telles que les enquêtes LDAR ou les mesures de contrôle et de restriction des événements d'éventage et de torchage. Les niveaux de mesure et de déclaration définis dans les obligations d'information imposées aux importateurs devraient correspondre à ceux qui s'appliquent aux exploitants de l'Union. En outre, l'obligation incombant aux importateurs de fournir des informations sur les mesures prises afin de contrôler les émissions de méthane ne devrait pas être plus contraignante que l'obligation correspondante incombant aux exploitants de l'Union. Il convient que les États membres transmettent les informations concernant ces mesures à la Commission. Sur la base de ces informations, l'Union devrait créer et gérer une base de données pour la transparence sur le méthane, contenant, entre autres, les informations communiquées par les entreprises de l'Union et par les importateurs de pétrole brut, de gaz naturel et de charbon. Cette base de données servira de source d'information permettant aux importateurs de pétrole brut, de gaz naturel et de charbon, ainsi qu'aux autres parties prenantes et au public de prendre des décisions d'achat éclairées. Outre la base de données pour la transparence sur le méthane, la Commission devrait élaborer des profils de performance du méthane comportant les données relatives aux émissions de méthane liées au pétrole brut, au gaz naturel et au charbon mis sur le marché de l'Union. Ces profils devraient aussi comporter une évaluation des efforts entrepris par les producteurs et importateurs d'énergie fossile de l'Union et par les producteurs et exportateurs d'énergie fossile de pays tiers vers l'Union pour mesurer et déclarer, ainsi que pour réduire, leurs émissions de méthane. En outre, ces profils devraient inclure des informations sur les mesures réglementaires en matière de mesure, de déclaration, de vérification et d'atténuation prises par les pays tiers où le pétrole brut, le gaz naturel et le charbon sont produits.

- (70) En outre, la Commission devrait mettre en place un outil mondial de surveillance du méthane, qui fournisse des informations sur la survenance, l'ampleur et la localisation des événements majeurs d'émissions de méthane provenant de sources d'énergie, ainsi qu'un mécanisme de réaction rapide pour traiter les événements super-émetteurs qui surviennent à l'intérieur ou à l'extérieur de l'Union. À cet égard, la Commission devrait tenir compte de toute information dûment étayée reçue des États membres ou de tiers sur les événements super-émetteurs. Les États membres devraient être encouragés à partager de telles informations avec la Commission. Ces outils devraient encourager davantage encore l'obtention de résultats réels et démontrables grâce à l'application de mesures régissant les émissions de méthane et à la mise en place de mesures d'atténuation efficaces par les entreprises dans l'Union et par celles fournissant de l'énergie fossile à l'Union. Ces outils devraient pouvoir s'appuyer sur des outils ou cadres internationaux existants. Ces outils devraient centraliser des données de plusieurs fournisseurs et services de données certifiés, y compris la composante Copernicus du programme spatial de l'Union établi par le règlement (UE) 2021/696 du Parlement européen et du Conseil¹⁵ et l'IMEO. Ils devraient fournir des informations aux fins des dialogues bilatéraux de la Commission avec les pays tiers concernés sur les politiques et mesures relatives aux émissions de méthane.

¹⁵ Règlement (UE) 2021/696 du Parlement européen et du Conseil du 28 avril 2021 établissant le programme spatial de l'Union et l'Agence de l'Union européenne pour le programme spatial et abrogeant les règlements (UE) n° 912/2010, (UE) n° 1285/2013 et (UE) n° 377/2014 et la décision n° 541/2014/UE (JO L 170 du 12.5.2021, p. 69).

- (71) Conjointement, la base de données pour la transparence sur le méthane, les profils de performance du méthane, l'outil mondial de surveillance du méthane et le mécanisme de réaction rapide devraient contribuer à renforcer la transparence pour les acheteurs dans l'Union, permettant à ceux-ci de prendre des décisions éclairées en matière d'approvisionnement, et renforçant la possibilité que les solutions d'atténuation des émissions de méthane soient plus largement adoptées dans le monde. En outre, ces instruments devraient inciter encore davantage les entreprises de pays tiers à appliquer des normes internationales de mesure et de déclaration des émissions de méthane, telles que celles adoptées dans le contexte du cadre OGMP 2.0, ou à adopter une mesure efficace et des mesures de déclaration et d'atténuation, et permettre la vérification.
- (72) Les nouveaux contrats conclus par les importateurs de l'Union pour la fourniture de pétrole brut, de gaz naturel ou de charbon devraient renforcer l'adoption dans les pays tiers de règles en matière de surveillance, de déclaration et de vérification des émissions de méthane qui soient équivalentes à celles prévues par le présent règlement. Des règles devraient être mises en place pour permettre aux fournisseurs de pays tiers et aux importateurs de l'Union de démontrer l'équivalence de ces mesures avec les exigences du présent règlement en ce qui concerne le pétrole brut, le gaz naturel ou le charbon importés dans l'Union. Bien que des clauses à cet effet ne puissent pas être imposées dans le cas de contrats existants, il est possible de les inclure dans de nouveaux contrats ou dans des contrats existants qui sont en cours de renouvellement, y compris tacite. Dans ce contexte, des clauses types recommandées par la Commission seraient utiles aux entreprises.

- (73) Il devrait être possible de parvenir à l'équivalence en matière de surveillance, de déclaration et de vérification des émissions de méthane non seulement au moyen de mesures appliquées individuellement par les entreprises, mais également au niveau des pays tiers, au moyen des cadres juridiques en place régissant de telles surveillance, déclaration et vérification. Par conséquent, il convient d'habiliter la Commission à établir les exigences relatives aux éléments de preuve qu'un pays tiers doit fournir à cet égard, en dialoguant activement avec tous les pays tiers exportateurs et en ayant dûment égard aux situations différentes que connaissent ces pays tiers ainsi qu'aux obligations qui incombent à l'Union en vertu du droit international. La Commission devrait également être habilitée à établir et à révoquer l'équivalence pour certains pays tiers, le cas échéant.
- (74) Des instruments, y compris les dialogues sur les événements super-émetteurs, les décisions d'équivalence en matière de surveillance, de déclaration et de vérification et l'adoption de cadres de coopération, devraient être envisagés pour garantir la bonne mise en œuvre des obligations incombant aux importateurs, ainsi qu'aux producteurs ou exportateurs établis dans des pays tiers qui fournissent du pétrole brut, du gaz naturel ou du charbon dans l'Union. La Commission devrait être en mesure de proposer des instruments de coopération avec les pays tiers. L'adoption de ces instruments devrait être subordonnée aux dispositions pertinentes des traités, le cas échéant.
- (75) La Commission ne devrait pas engager de dialogue sur les événements super-émetteurs avec des pays tiers, devrait s'abstenir d'adopter des décisions d'équivalence et ne devrait pas recommander l'ouverture de négociations en vue d'établir un cadre de coopération lorsque cela entraînerait un risque de contournement des mesures restrictives adoptées en vertu de l'article 29 du traité sur l'Union européenne ou de l'article 215 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne en ce qui concerne les importations de pétrole brut, de gaz naturel et de charbon.

- (76) Une fois que la base de données pour la transparence sur le méthane, les profils de performance du méthane, l'outil mondial de surveillance du méthane et le mécanisme de réaction rapide sont en place, la Commission devrait établir la méthode de calcul de l'intensité de méthane de la production de pétrole brut, de gaz naturel et de charbon. Cette méthode devrait être rendue publique. La Commission devrait, sur cette base, évaluer l'incidence potentielle de différents niveaux de valeurs maximales d'intensité de méthane sur la sécurité de l'approvisionnement énergétique, ainsi que sur la compétitivité de l'économie de l'Union.
- (77) La Commission devrait être habilitée à établir des valeurs maximales d'intensité de méthane obligatoires et des classes d'intensité de méthane associées à la production du pétrole brut, du gaz naturel et du charbon placés sur le marché de l'Union, sur la base de la méthode de calcul de l'intensité de méthane de la production de pétrole brut, de gaz naturel et de charbon et de l'évaluation de l'incidence potentielle de l'établissement de valeurs maximales d'intensité de méthane. Ces valeurs devraient être fixées à des niveaux qui favorisent la réduction des émissions mondiales de méthane, tout en préservant la sécurité de l'approvisionnement énergétique au niveau de l'Union et au niveau national, en assurant un traitement non discriminatoire et en protégeant la compétitivité de l'économie de l'Union.

- (78) Afin d'assurer une mise en œuvre harmonisée du présent règlement et d'établir un cadre technique commun pour tous les acteurs dans les secteurs du pétrole, du gaz et du charbon, la Commission devrait envisager, conformément au règlement (UE) n° 1025/2012 du Parlement européen et du Conseil¹⁶, de demander aux organisations européennes de normalisation concernées d'élaborer des normes harmonisées pour la mesure et la quantification des émissions de méthane dans les secteurs du pétrole, du gaz et du charbon, pour les enquêtes LDAR et pour les équipements d'éventage et de torchage. Ces normes devraient devenir obligatoires aux fins de l'application du présent règlement, afin d'assurer une approche harmonisée entre les exploitants, les entreprises et les exploitants de mines et ceux impliqués dans la garantie du respect du présent règlement, en particulier la Commission, les autorités compétentes et les vérificateurs. Lorsque des normes harmonisées ne peuvent pas être élaborées ou ne garantissent pas le respect des exigences du présent règlement, la Commission devrait être habilitée à adopter des prescriptions techniques pour couvrir les exigences nécessaires. Jusqu'à la date d'application de ces normes ou prescriptions techniques, les exploitants, les entreprises et les exploitants de mines devraient appliquer les pratiques les plus récentes du secteur et utiliser les meilleures technologies disponibles.

¹⁶ Règlement (UE) n° 1025/2012 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relatif à la normalisation européenne, modifiant les directives 89/686/CEE et 93/15/CEE du Conseil ainsi que les directives 94/9/CE, 94/25/CE, 95/16/CE, 97/23/CE, 98/34/CE, 2004/22/CE, 2007/23/CE, 2009/23/CE et 2009/105/CE du Parlement européen et du Conseil et abrogeant la décision 87/95/CEE du Conseil et la décision n° 1673/2006/CE du Parlement européen et du Conseil (JO L 316 du 14.11.2012, p. 12).

- (79) Les États membres devraient déterminer le régime des sanctions applicables aux violations du présent règlement et prendre toutes les mesures nécessaires pour assurer la mise en œuvre de ces sanctions. Ces sanctions devraient être effectives, proportionnées et dissuasives. Elles devraient pouvoir comprendre des amendes et des astreintes. Pour que ces sanctions aient un effet dissuasif important, elles devraient être adaptées au type d'infraction, à l'avantage économique tiré de l'infraction, ainsi qu'au type et à la gravité des dommages environnementaux et de l'impact sur la sécurité humaine et la santé. Lorsqu'elles infligent des sanctions, les autorités concernées devraient tenir dûment compte de la nature, de la gravité et de la durée de l'infraction en question. Les sanctions devraient être infligées de manière non discriminatoire et conformément au droit de l'Union, au droit international et au droit national. Les garanties procédurales applicables et les principes de la Charte des droits fondamentaux de l'Union européenne devraient être respectés.

- (80) Dans un souci de cohérence, il convient d'établir une liste des types d'infractions qui devraient faire l'objet de sanctions. En outre, afin de faciliter l'application cohérente des sanctions dans l'ensemble des États membres, il convient d'établir des critères communs non exhaustifs et indicatifs en matière d'application des sanctions. L'effet dissuasif des sanctions devrait être renforcé en prévoyant la possibilité de publier les informations relatives aux sanctions infligées par les États membres, sous réserve des règlements (UE) 2016/679¹⁷ et (UE) 2018/1725¹⁸ du Parlement européen et du Conseil lorsque les sanctions sont infligées à des personnes physiques.

¹⁷ Règlement (UE) 2016/679 du Parlement européen et du Conseil du 27 avril 2016 relatif à la protection des personnes physiques à l'égard du traitement des données à caractère personnel et à la libre circulation de ces données, et abrogeant la directive 95/46/CE (règlement général sur la protection des données) (JO L 119 du 4.5.2016, p. 1).

¹⁸ Règlement (UE) 2018/1725 du Parlement européen et du Conseil du 23 octobre 2018 relatif à la protection des personnes physiques à l'égard du traitement des données à caractère personnel par les institutions, organes et organismes de l'Union et à la libre circulation de ces données, et abrogeant le règlement (CE) n° 45/2001 et la décision n° 1247/2002/CE (JO L 295 du 21.11.2018, p. 39).

- (81) En raison des dispositions imposant que les investissements réalisés par les entités réglementées soient pris en compte dans la fixation des tarifs, le règlement (UE) 2019/942 du Parlement européen et du Conseil¹⁹ devrait être modifié afin de charger l'Agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) de mettre à disposition un ensemble d'indicateurs et de valeurs de référence en vue de comparer les coûts d'investissement unitaires liés à la mesure, à la quantification, à la surveillance, à la déclaration, à la vérification et à la réduction des émissions de méthane pour des projets comparables.

¹⁹ Règlement (UE) 2019/942 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 instituant une agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (JO L 158 du 14.6.2019, p. 22).

(82) Afin de définir les éléments de l'élimination progressive de l'éventage et du torchage dans les mines de charbon à coke, il convient de déléguer à la Commission le pouvoir d'adopter des actes conformément à l'article 290 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne afin de compléter le présent règlement en définissant des restrictions concernant l'éventage du méthane provenant des puits d'aérage dans les mines de charbon à coke. En outre, afin de pouvoir exiger de plus amples informations de la part des importateurs, lorsque cela est nécessaire, il convient de déléguer à la Commission le pouvoir d'adopter des actes conformément à l'article 290 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne afin de compléter le présent règlement en modifiant ou complétant les informations à exiger des importateurs. De plus, afin d'établir la méthode de calcul de l'intensité de méthane associée au pétrole brut, au gaz naturel et au charbon mis sur le marché de l'Union au niveau du producteur, ainsi que d'établir les valeurs maximales d'intensité de méthane et les classes d'intensité de méthane pertinentes, il convient de déléguer à la Commission le pouvoir d'adopter des actes conformément à l'article 290 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne afin de compléter le présent règlement. Enfin, afin d'assurer une mise en œuvre harmonisée du présent règlement, il convient de déléguer à la Commission le pouvoir d'adopter des actes conformément à l'article 290 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne afin de compléter le présent règlement en adoptant des normes harmonisées et des prescriptions techniques. Il importe particulièrement que la Commission procède aux consultations appropriées durant son travail préparatoire, y compris au niveau des experts, et que ces consultations soient menées conformément aux principes définis dans l'accord interinstitutionnel du 13 avril 2016 "Mieux légiférer"²⁰. En particulier, pour assurer leur égale participation à la préparation des actes délégués, le Parlement européen et le Conseil reçoivent tous les documents au même moment que les experts des États membres, et leurs experts ont systématiquement accès aux réunions des groupes d'experts de la Commission traitant de la préparation des actes délégués.

²⁰ JO L 123 du 12.5.2016, p. 1.

- (83) Afin d'assurer des conditions uniformes d'exécution du présent règlement, il convient de conférer des compétences d'exécution à la Commission pour adopter des modalités concernant des modèles pour la déclaration des émissions de méthane, les limites minimales de détection et les techniques de détection pour les dispositifs de détection et les seuils s'appliquant à la première étape des enquêtes LDAR, ainsi que la procédure, les exigences et les décisions individuelles relatives à l'équivalence des mesures de surveillance, de déclaration et de vérification dans les pays tiers, conformément à l'article 291 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne. Ces compétences devraient être exercées conformément au règlement (UE) n° 182/2011 du Parlement européen et du Conseil²¹.
- (84) La Commission devrait surveiller et examiner l'application du présent règlement et soumettre un rapport au Parlement européen et au Conseil. Ce rapport devrait évaluer en particulier l'effectivité et l'efficacité du présent règlement, le niveau de réduction des émissions de méthane atteint et la nécessité de mesures supplémentaires ou de substitution. Ce rapport devrait tenir compte de la législation pertinente de l'Union dans des domaines connexes. En fonction des conclusions de ce rapport et dans le cadre du réexamen du présent règlement, la Commission peut envisager de présenter des propositions législatives, le cas échéant.

²¹ Règlement (UE) n° 182/2011 du Parlement européen et du Conseil du 16 février 2011 établissant les règles et principes généraux relatifs aux modalités de contrôle par les États membres de l'exercice des compétences d'exécution par la Commission (JO L 55 du 28.2.2011, p. 13).

(85) Étant donné que les objectifs du présent règlement, à savoir l'établissement de règles pour la mesure, la quantification, la surveillance, la déclaration et la vérification précises des émissions de méthane, ainsi que pour la réduction de ces émissions dans le secteur de l'énergie dans l'Union, ne peuvent pas être atteints de manière suffisante par les États membres mais peuvent, en raison de la dimension et des effets de l'action, l'être mieux au niveau de l'Union, celle-ci peut prendre des mesures, conformément au principe de subsidiarité consacré à l'article 5 du traité sur l'Union européenne. Conformément au principe de proportionnalité énoncé audit article, le présent règlement n'excède pas ce qui est nécessaire pour atteindre ces objectifs,

ONT ADOPTÉ LE PRÉSENT RÈGLEMENT:

Chapitre 1

Dispositions générales

Article premier

Objet et champ d'application

1. Le présent règlement établit des règles relatives à la mesure, à la quantification, à la surveillance, à la déclaration et à la vérification précises des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie dans l'Union, ainsi qu'à la réduction de ces émissions, notamment par des enquêtes sur la détection et la réparation des fuites, des obligations en matière de réparation et des restrictions concernant l'éventage et le torchage. Le présent règlement établit également des règles concernant des outils garantissant la transparence en ce qui concerne les émissions de méthane.
2. Le présent règlement s'applique:
 - a) à l'exploration et à la production de pétrole et de gaz fossile, et à la collecte et au traitement de gaz fossile;
 - b) aux puits inactifs, aux puits temporairement bouchés et aux puits définitivement bouchés et abandonnés;
 - c) au transport et à la distribution de gaz naturel, à l'exclusion des systèmes de comptage aux lieux de consommation finale et des parties de branchements entre le réseau de distribution et le système de comptage situées sur la propriété des clients finals, ainsi qu'au stockage souterrain et aux activités dans les installations de GNL; et

- d) aux mines de charbon souterraines et à ciel ouvert en exploitation, aux mines de charbon souterraines fermées et aux mines de charbon souterraines abandonnées.
3. Le présent règlement s'applique également aux émissions de méthane survenant en dehors de l'Union en ce qui concerne le pétrole brut, le gaz naturel et le charbon mis sur le marché de l'Union, comme indiqué au chapitre 5.

Article 2

Définitions

Aux fins du présent règlement, on entend par:

- 1) "émissions de méthane": toutes les émissions directes provenant de tout composant, qu'elles résultent d'un éventage, d'une combustion incomplète, d'un torchage ou de fuites;
- 2) "composant": toute pièce ou tout élément d'équipement utilisé dans les installations ou infrastructures de pétrole, de gaz naturel ou de charbon susceptible d'émettre du méthane;
- 3) "exploitant": toute personne physique ou morale qui exploite ou contrôle un actif ou, lorsque cela est prévu par le droit national, à qui a été délégué un pouvoir économique déterminant à l'égard du fonctionnement technique d'un actif;
- 4) "actif": une unité commerciale ou opérationnelle qui peut être composée de plusieurs installations ou sites, comprenant des actifs exploités et des actifs non exploités;

- 5) "actifs exploités": des actifs qui sont sous le contrôle opérationnel de l'exploitant;
- 6) "actifs non exploités": des actifs qui ne sont pas sous le contrôle opérationnel de l'exploitant;
- 7) "site": un ensemble de composants liés entre eux d'une certaine manière en tant que subdivision d'un actif;
- 8) "transport": le transport tel qu'il est défini à l'article 2, point 17), de la directive (UE) .../... du Parlement européen et du Conseil²²⁺;
- 9) "gestionnaire de réseau de transport": un gestionnaire de réseau de transport tel qu'il est défini à l'article 2, point 18), de la directive (UE) .../...⁺⁺;
- 10) "distribution": la distribution telle qu'elle est définie à l'article 2, point 19), de la directive (UE) .../...⁺⁺;
- 11) "gestionnaire de réseau de distribution": un gestionnaire de réseau de distribution tel qu'il est défini à l'article 2, point 20), de la directive (UE) .../...⁺⁺;
- 12) "exploitant de mine": toute personne physique ou morale qui exploite ou détient une mine de charbon ou, lorsque cela est prévu par le droit national, à qui a été délégué un pouvoir économique déterminant à l'égard du fonctionnement technique d'une mine de charbon;

²² Directive (UE) ... du Parlement européen et du Conseil du ... concernant des règles communes pour les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène et modifiant la directive (UE) 2023/1791 et abrogeant la directive 2009/73/CE (JO L ..., ELI: ...).

⁺ JO: veuillez insérer le numéro dans le texte et compléter la note de bas de page correspondante pour le document PE-CONS 104/23 (2021/0425 (COD)).

⁺⁺ JO: veuillez insérer le numéro du document PE-CONS 104/23 (2021/0425 (COD)).

- 13) "vérification": les activités exercées par un vérificateur pour évaluer la conformité avec le présent règlement des déclarations transmises par les exploitants, les entreprises et les exploitants de en vertu du présent règlement;
- 14) "vérificateur": une personne morale qui exerce des activités de vérification et qui, au moment de la délivrance d'une déclaration de vérification, est accréditée par un organisme national d'accréditation en application du règlement (CE) n° 765/2008 ou, sans préjudice de l'article 5, paragraphe 2, dudit règlement, une personne physique autrement habilitée à exercer des activités de vérification;
- 15) "source": un composant ou une structure géologique qui rejette du méthane dans l'atmosphère, intentionnellement ou non, de manière intermittente ou persistante;
- 16) "facteur d'émission": un coefficient qui quantifie les émissions d'un gaz par unité d'activité, qui est fondé soit sur un échantillon de données de mesure, soit sur d'autres méthodes de quantification, exprimé sous forme de moyenne pour établir un taux d'émission représentatif pour un certain niveau d'activité dans un ensemble donné de conditions d'exploitation;
- 17) "facteur d'émission générique": un facteur d'émission normalisé pour chaque type de source d'émission qui est dérivé d'inventaires ou de bases de données mais qui, en tout état de cause, n'est pas vérifié au moyen de mesures directes;
- 18) "facteur d'émission spécifique": un facteur d'émission pour un type de source d'émission qui est obtenu à partir de mesures directes;
- 19) "mesure directe": la mesure des émissions de méthane au niveau de la source au moyen d'un dispositif de mesure permettant une telle mesure;

- 20) "quantification": les activités visant à déterminer la quantité d'émissions de méthane au moyen de mesures directes ou, lorsque des mesures directes ne sont pas réalisables, sur la base d'autres méthodes telles que des outils de simulation et d'autres calculs d'ingénierie détaillés ou d'une combinaison de ces méthodes;
- 21) "émissions de méthane au niveau du site": toutes les sources d'émissions de méthane sur un site;
- 22) "mesure au niveau du site": une mesure permettant de donner une vue d'ensemble complète de toutes les émissions de méthane au niveau du site, notamment, dans le cas d'un réseau de conduites, les émissions provenant des segments d'un tel réseau, et qui implique généralement l'utilisation de capteurs montés sur une plateforme mobile, telle qu'un véhicule, un drone, un aéronef, une embarcation ou un satellite ou l'utilisation d'autres moyens, comme des capteurs fixes ou des réseaux de capteurs ponctuels permanents;
- 23) "entreprise": une personne physique ou morale qui exerce au moins une des activités suivantes: exploration et production de pétrole ou de gaz fossile, collecte et traitement de gaz fossile ou transport, distribution et stockage souterrain de gaz, y compris en ce qui concerne le GNL;
- 24) "installation de GNL": une installation de GNL telle qu'elle est définie à l'article 2, point 33), de la directive (UE) .../...⁺;
- 25) "enquête sur la détection et la réparation des fuites" ou "enquête LDAR": une enquête visant à identifier et à détecter les sources de fuites de méthane et d'autres émissions involontaires de méthane, et à réparer ou remplacer les composants concernés;
- 26) "enquête de type 1 sur la détection et la réparation des fuites" ou "enquête LDAR de type 1": une enquête sur la détection et la réparation des fuites réalisée conformément aux exigences énoncées à l'article 14, paragraphes 2, 7 et 8, et dans la partie 1 de l'annexe I concernant les enquêtes LDAR de type 1;

⁺ JO: veuillez insérer le numéro pour le document PE-CONS 104/23 (2021/0425 (COD)).

- 27) "enquête de type 2 sur la détection et la réparation des fuites" ou "enquête LDAR de type 2": une enquête sur la détection et la réparation des fuites réalisée conformément aux exigences énoncées à l'article 14, paragraphes 2, 7 et 8, et dans la partie 1 de l'annexe I concernant les enquêtes LDAR de type 2;
- 28) "lieu de production": un lieu où le pétrole ou le gaz naturel est extrait du sol et où aucun traitement n'a lieu;
- 29) "lieu de traitement": un lieu où des processus, tels que la séparation du pétrole et du gaz naturel des eaux, sont utilisés pour traiter le pétrole et le gaz naturel;
- 30) "arrêt": une situation dans laquelle un site ou une partie de ses composants ne fonctionne plus dans des conditions normales d'exploitation et est à l'arrêt et dans laquelle une réduction totale ou partielle de la pression est nécessaire avant de pouvoir lancer des travaux de réparation ou d'entretien;
- 31) "éventage": le rejet direct dans l'atmosphère de méthane non brûlé;
- 32) "torchage": l'élimination du méthane par combustion contrôlée, dans un dispositif conçu à cet effet;
- 33) "torchage systématique": le torchage au cours de la production normale de pétrole ou de gaz fossile, en l'absence d'installations adéquates ou de structure géologique adaptées permettant de réinjecter le méthane, de l'utiliser sur place ou de l'acheminer vers un marché, et à l'exclusion du torchage causé par une urgence ou un dysfonctionnement;
- 34) "torchère": un dispositif équipé d'un brûleur pilote utilisé pour le torchage;

- 35) "urgence": une situation temporaire, imprévue et peu fréquente dans laquelle les émissions de méthane sont inévitables et nécessaires pour prévenir des effets néfastes imminents et substantiels sur la sécurité humaine, la santé ou l'environnement, et à l'exclusion des situations résultant des événements suivants ou liées à ceux-ci:
- a) l'incapacité de l'exploitant à installer des équipements appropriés d'une capacité suffisante pour le débit et la pression attendus ou réels de la production;
 - b) l'incapacité de l'exploitant à limiter la production lorsque le débit de la production dépasse la capacité de l'équipement ou du système de collecte concerné, sauf si la production excédentaire est due à une urgence, à un dysfonctionnement ou à une réparation non programmée en aval et ne dure pas plus de huit heures à compter de la notification du problème de capacité en aval;
 - c) un entretien programmé;
 - d) une négligence de l'exploitant;
 - e) des défaillances répétées, à savoir quatre défaillances ou plus du même équipement au cours des 30 jours précédents;
- 36) "dysfonctionnement": une défaillance ou une panne soudaine et inévitable d'un équipement, échappant au contrôle raisonnable de l'exploitant, qui perturbe de manière substantielle l'exploitation, mais ne constitue pas une défaillance ou une panne de l'équipement due, en tout ou en partie, à un mauvais entretien, à une négligence lors de l'exploitation ou à une autre cause évitable;

- 37) "efficacité de destruction et d'élimination": le pourcentage en masse de méthane qui est détruit ou éliminé après la cessation de la combustion par rapport à la quantité de méthane entrant dans la torchère;
- 38) "puits inactif": un puits d'exploration ou de production de pétrole ou de gaz ou un site de puits, onshore ou offshore, sur lequel aucune opération d'exploration ou de production n'a eu lieu depuis au moins un an, à l'exception des puits temporairement bouchés et des puits définitivement bouchés et abandonnés;
- 39) "puits temporairement bouché": un puits d'exploration ou de production de pétrole ou de gaz ou un site de puits, onshore ou offshore, où des barrières ont été installées à l'intérieur du puits afin d'isoler temporairement le réservoir de production et où l'accès au puits est encore assuré;
- 40) "puits définitivement bouché et abandonné": un puits d'exploration ou de production de pétrole ou de gaz ou un site de puits, onshore ou offshore, qui a été bouché et dans lequel on ne pourra plus entrer à nouveau, où toutes les opérations ont pris fin et sur lequel toutes les installations associées au puits ont été retirées conformément aux exigences réglementaires applicables, et pour lequel des documents peuvent être fournis conformément à la partie 1, point 3, de l'annexe V;
- 41) "dépollution": le processus de nettoyage de l'eau et du sol contaminés;
- 42) "réhabilitation": le processus consistant à remettre en état un puits de pétrole ou de gaz ou un site de puits afin que les conditions de sol et de végétation redeviennent semblables à celles qui existaient avant qu'il ne soit perturbé;

- 43) "mine de charbon": un site sur lequel se déroule ou s'est déroulée l'extraction du charbon, y compris les terrains, les excavations, les passages souterrains, les puits, les descenderies, les tunnels et galeries, les structures, les installations, les équipements, les machines et les outils situés à la surface ou souterrains et utilisés pour les opérations consistant à extraire de leurs gisements naturels terrestres, par tout moyen et par toute méthode, le lignite, le charbon sous-bitumineux, le charbon bitumineux ou l'anhracite, ou résultant de ces activités, y compris les travaux de préparation du charbon pour extraction;
- 44) "mine de charbon en exploitation": une mine de charbon dont la majorité des revenus proviennent de l'extraction de lignite, de charbon sous-bitumineux, de charbon bitumineux ou d'anhracite, et pour laquelle au moins une des conditions suivantes est remplie:
- a) un développement minier est en cours;
 - b) une production de charbon a eu lieu au cours des 90 derniers jours écoulés;
 - c) des ventilateurs de mine sont en activité;
- 45) "mine de charbon souterraine": une mine de charbon dans laquelle le charbon est produit par creusement de tunnels dans le sol jusqu'au gisement de charbon, le charbon étant ensuite extrait à l'aide d'équipements miniers souterrains tels que des machines d'abattage, des mineurs continus, et des haveuses pour longue taille et shortwall (front court), puis transporté jusqu'à la surface;
- 46) "mine de charbon à ciel ouvert": une mine de charbon dans laquelle le charbon se trouve à proximité de la surface et peut être extrait en retirant les couches de roche et de sol qui le recouvrent;
- 47) "puits d'aérage": un passage vertical utilisé pour fournir de l'air frais aux chantiers souterrains ou pour évacuer le méthane et d'autres gaz d'une mine de charbon souterraine;

- 48) "station de captage": une station qui collecte le méthane provenant d'un système de captage des gaz de mine de charbon;
- 49) "système de captage": un système qui peut comprendre plusieurs sources de méthane et qui capte du gaz riche en méthane présent dans des veines de charbon ou des couches rocheuses environnantes et le transporte jusqu'à une station de captage;
- 50) "activités en aval des opérations d'extraction": les activités effectuées après l'extraction du charbon et son transport jusqu'à la surface, comprenant la manutention, le traitement, le stockage et le transport du charbon;
- 51) "mesure en continu": une mesure pour laquelle le relevé est effectué au moins toutes les minutes;
- 52) "gisement de charbon": une zone contenant des concentrations substantielles de charbon et des quantités exploitables de charbon, définie conformément à la méthodologie de l'État membre en matière de documentation géologique des gisements minéraux;
- 53) "mine de charbon fermée": une mine de charbon dans laquelle la production de charbon a cessé, qui est fermée conformément aux exigences applicables en matière de concession ou à d'autres modalités, et pour laquelle un exploitant, un propriétaire ou un concessionnaire dispose encore d'une autorisation, d'une concession ou d'un autre document juridique en cours de validité conférant la responsabilité de la mine de charbon;
- 54) "mine de charbon abandonnée": une mine de charbon dans laquelle la production de charbon a cessé mais pour laquelle aucun exploitant, propriétaire ou concessionnaire ne peut être identifié comme étant soumis aux obligations en vertu d'une autorisation, d'une concession ou d'un autre document juridique en cours de validité conférant la responsabilité de la mine de charbon, ou qui n'a pas été fermée de manière réglementée;

- 55) "utilisation alternative d'une mine de charbon souterraine abandonnée": l'utilisation de l'infrastructure minière en subsurface et de l'équipement minier à des fins autres que la production de charbon;
- 56) "équipement minier pour le charbon": tout équipement qui reste relié aux strates méthanifères, comme les conduits de ventilation de remblais et les tuyaux de captage;
- 57) "mine de charbon à coke": une mine de charbon dans laquelle au moins 50 % de la production moyenne calculée sur les trois dernières années disponibles est du charbon à coke, tel que défini à l'annexe B du règlement (CE) n° 1099/2008 du Parlement européen et du Conseil²³;
- 58) "producteur": une entreprise qui, dans le cadre d'une activité commerciale, produit du pétrole brut, du gaz naturel ou du charbon, en l'extrayant du sol dans une zone faisant l'objet d'une autorisation, en le traitant ou en le transportant au moyen d'une infrastructure connectée à l'intérieur de ladite zone;
- 59) "importateur": une personne physique ou morale qui, dans le cadre d'une activité commerciale, met sur le marché de l'Union du pétrole brut, du gaz naturel ou du charbon provenant d'un pays tiers, y compris toute personne physique ou morale établie dans l'Union désignée pour accomplir les actes et les formalités requis en vertu du chapitre 5;
- 60) "exportateur": la contrepartie contractuelle de l'importateur dans chaque contrat conclu pour la fourniture de pétrole brut, de gaz naturel ou de charbon dans l'Union;

²³ Règlement (CE) n° 1099/2008 du Parlement européen et du Conseil du 22 octobre 2008 concernant les statistiques de l'énergie (JO L 304 du 14.11.2008, p. 1).

- 61) "profil de performance du méthane": les informations et fiches techniques individuelles destinées aux États membres, aux pays tiers et, selon le cas, aux producteurs ou importateurs de l'Union, ainsi qu'aux producteurs ou exportateurs de pays tiers qui fournissent du pétrole brut, du gaz naturel ou du charbon à l'Union ou qui mettent du pétrole brut, du gaz naturel ou du charbon sur le marché de l'Union, selon le cas, qui sont publiées dans la base de données pour la transparence sur le méthane;
- 62) "événement super-émetteur": un événement survenant à l'intérieur ou à l'extérieur de l'Union, au cours duquel une source ou un ensemble de sources étroitement liées sur un site émet plus de 100 kg de méthane par heure;
- 63) "processus de rapprochement": l'étude et l'explication des raisons de toute divergence statistiquement significative entre la quantification au niveau de la source et la mesure des émissions de méthane au niveau du site.

Article 3

Coûts supportés par les exploitants

1. Lorsqu'elles fixent ou approuvent les tarifs ou les méthodes à utiliser par les gestionnaires de réseau de transport, les gestionnaires de réseau de distribution, les gestionnaires d'installations de GNL ou d'autres entités réglementées, y compris, le cas échéant, les gestionnaires de stockage souterrain de gaz, les autorités de régulation au titre de l'article 57 de la directive (UE) 2019/944 et du chapitre X de la directive (UE) .../...⁺ tiennent compte des coûts supportés et des investissements réalisés pour se conformer aux obligations prévues par le présent règlement, dans la mesure où ils correspondent à ceux d'une entité réglementée efficace et ayant une structure comparable et sont transparents.

Les coûts d'investissement unitaires visés au paragraphe 2 peuvent être utilisés par les autorités de régulation pour comparer les coûts supportés par les exploitants.

2. Tous les trois ans, l'Agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) établit et rend public un ensemble d'indicateurs et de valeurs de référence correspondantes pour la comparaison des coûts d'investissement unitaires liés à la mesure, à la quantification, à la surveillance, à la déclaration, à la vérification et à la réduction des émissions de méthane, y compris celles qui proviennent de fuites, de l'éventage ou du torchage, pour des projets comparables.

Les autorités de régulation concernées visées au paragraphe 1 et les entités réglementées concernées fournissent à l'ACER toutes les données nécessaires à la comparaison visée au premier alinéa du présent paragraphe.

⁺ JO: veuillez insérer le numéro dans le texte pour le PE-CONS 104/23 (2021/0425 (COD)).

Chapitre 2

Autorités compétentes et vérification indépendante

Article 4

Autorités compétentes

1. Chaque État membre désigne une ou plusieurs autorités compétentes chargées d'assurer une surveillance de l'application du présent règlement et de veiller à son respect.

Les États membres notifient à la Commission les noms et coordonnées de leurs autorités compétentes au plus tard le... [6 mois à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement]. Ils notifient sans tarder à la Commission toute modification des noms ou coordonnées de leurs autorités compétentes.

2. La Commission met à la disposition du public la liste des autorités compétentes et met régulièrement à jour cette liste dès réception d'une notification de changement de la part d'un État membre.
3. Les États membres veillent à ce que les autorités compétentes mettent en place un point de contact et disposent des pouvoirs et des ressources adéquats pour s'acquitter des fonctions énoncées dans le présent règlement.

Article 5

Fonctions des autorités compétentes

1. Les autorités compétentes prennent, dans l'exercice de leurs fonctions, les mesures nécessaires pour garantir le respect du présent règlement.
2. Les exploitants, les entreprises, les exploitants de mines et les importateurs fournissent aux autorités compétentes toute l'assistance nécessaire pour permettre ou faciliter l'exercice des fonctions des autorités compétentes au titre du présent règlement, en particulier en ce qui concerne la présentation de documents ou de registres, l'accès au site et, si le site est situé offshore, le transport vers ou depuis ce site.
3. Les autorités compétentes coopèrent entre elles ainsi qu'avec la Commission et elles peuvent coopérer avec les autorités de pays tiers, afin d'assurer le respect du présent règlement. La Commission met en place un réseau d'autorités compétentes afin de favoriser la coopération, en prenant les dispositions nécessaires pour l'échange d'informations, en particulier sur la surveillance, la régulation et la conformité, et l'échange de bonnes pratiques, et afin de permettre les consultations. Les points de contact établis au sein des autorités compétentes concourent à ces activités.
4. Lorsque des rapports doivent être rendus publics conformément au présent règlement, les autorités compétentes les mettent à la disposition du public gratuitement, dans un format librement accessible, téléchargeable et lisible par machine, sur un site internet prévu à cet effet.

Lorsque des informations ne sont pas divulguées au titre d'un ou de plusieurs des motifs visés à l'article 4 de la directive 2003/4/CE ou, le cas échéant, au titre du droit de l'Union sur la protection des données à caractère personnel, les autorités compétentes indiquent le type d'informations qui n'est pas divulgué et les raisons qui motivent cette décision.

Article 6

Inspections

1. Les inspections incluent des inspections de routine pour les exploitants et les exploitants de mines ainsi que des inspections ponctuelles pour les exploitants, les entreprises, les exploitants de mines et les importateurs, comme énoncé au présent article.
2. Les inspections comprennent, le cas échéant, des contrôles sur place ou des audits sur le terrain, l'examen des documents et des registres qui attestent le respect des exigences du présent règlement, la détection et la mesure des émissions de méthane, ainsi que toute action de suivi entreprise par ou pour le compte des autorités compétentes en vue de contrôler et de promouvoir la conformité avec les exigences du présent règlement.

Lorsqu'une inspection a révélé une violation grave du présent règlement, les autorités compétentes délivrent, dans le cadre du rapport prévu au paragraphe 5, un avis indiquant les mesures correctives à prendre par l'exploitant, l'entreprise, l'exploitant de mine ou l'importateur, fixant des délais clairs pour ces mesures.

À défaut, les autorités compétentes peuvent décider d'enjoindre à l'exploitant, à l'entreprise, à l'exploitant de mine ou à l'importateur de soumettre à l'autorité compétente concernée pour approbation un ensemble de mesures correctives visant à remédier aux violations graves constatées dans un délai d'un mois à compter de la date de fin de l'inspection. Ces mesures sont inscrites dans le rapport visé au paragraphe 5.

3. La première inspection de routine est effectuée au plus tard le... [21 mois à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement]. Après la première inspection de routine, les autorités compétentes établissent des programmes d'inspections de routine fondées sur une évaluation des risques. L'autorité compétente peut décider de la portée et de la fréquence des inspections de routine, sur la base d'une évaluation des risques associés à chaque site, tels que les risques pour l'environnement, y compris l'incidence cumulée de toutes les émissions de méthane en tant que polluant, des risques pour la sécurité humaine et la santé, ainsi que de toute violation du présent règlement constatée.

L'intervalle entre les inspections ne dépasse pas trois ans. Lorsqu'une inspection a révélé une violation grave du présent règlement, l'inspection suivante a lieu dans un délai de dix mois.

4. Sans préjudice du paragraphe 3 du présent article, les autorités compétentes procèdent à des inspections ponctuelles pour:
 - a) enquêter sur les plaintes dûment étayées mentionnées à l'article 7 et les cas de non-conformité dans les plus brefs délais à compter de la date à laquelle les autorités compétentes ont eu connaissance de ces plaintes ou de ces cas de non-conformité et dans un délai maximal de dix mois après cette date;

- b) s'assurer, lorsque les autorités compétentes le jugent utile, que les réparations de fuites ou les remplacements de composants ont été effectués conformément à l'article 14 et que des mesures d'atténuation ont été mises en œuvre conformément aux articles 18, 22 et 26;
- c) garantir la conformité lorsqu'une dérogation a été accordée en vertu de l'article 14, paragraphe 5;
- d) vérifier, lorsque les autorités compétentes le jugent utile, le respect du présent règlement par les entreprises et les importateurs.

5. À la suite de chaque inspection, les autorités compétentes établissent un rapport indiquant la base juridique de l'inspection, les étapes de la procédure suivie, les constatations pertinentes et les recommandations concernant les mesures supplémentaires à prendre par l'exploitant, l'entreprise, l'exploitant de mine ou l'importateur, y compris les délais de leur mise en œuvre.

Le cas échéant, les autorités compétentes peuvent établir un rapport couvrant plusieurs inspections d'actifs, de sites ou de composants du même exploitant, de la même entreprise, du même exploitant de mine ou du même importateur, à condition que ces inspections soient effectuées avant l'inspection de routine suivante.

Le rapport est notifié à l'exploitant, à l'entreprise, à l'exploitant de mine ou à l'importateur concerné et rendu public dans un délai de deux mois à compter de la date de l'inspection. Lorsque l'inspection a été déclenchée par une plainte déposée conformément à l'article 7, les autorités compétentes adressent une notification au plaignant dès que le rapport est mis à la disposition du public.

Le rapport est mis à la disposition du public par les autorités compétentes conformément à la directive 2003/4/CE. Lorsque des informations ne sont pas divulguées au titre d'un ou de plusieurs des motifs visés à l'article 4 de ladite directive, les autorités compétentes indiquent dans le rapport le type d'informations qui n'est pas divulgué et les raisons qui motivent cette décision.

6. Lorsque le rapport visé au paragraphe 5 conclut qu'un exploitant, une entreprise, un exploitant de mine ou un importateur ne respecte pas les exigences du présent règlement, l'exploitant, l'entreprise, l'exploitant de mine ou l'importateur prend toutes les mesures nécessaires pour mettre ses activités en conformité avec le présent règlement. Les mesures sont prises, sans tarder, dans le délai fixé par les autorités compétentes.
7. Les États membres peuvent conclure des accords formels avec les institutions, organes, agences ou services concernés de l'Union ou avec d'autres États membres ou avec d'autres organisations intergouvernementales ou organismes publics adéquats s'il en existe, pour la fourniture d'une expertise spécialisée destinée à soutenir leurs autorités compétentes dans l'exercice des fonctions qui leur sont attribuées par le présent article.

Aux fins du présent paragraphe, une organisation intergouvernementale ou un organisme public n'est pas réputé adéquat lorsque son objectivité peut être compromise par un conflit d'intérêts.

Article 7

Plaintes

1. Toute personne physique ou morale peut déposer une plainte écrite auprès des autorités compétentes concernant une éventuelle infraction au présent règlement par un exploitant, une entreprise, un exploitant de mine ou un importateur.

2. Les plaintes sont dûment étayées et contiennent des éléments de preuve suffisants de l'infraction alléguée.
3. Lorsqu'il apparaît que la plainte ne fournit pas d'éléments de preuve suffisants pour justifier une enquête, les autorités compétentes informent le plaignant, dans un délai raisonnable qui ne peut dépasser 2 mois à compter de la réception de la plainte, des raisons de leur décision de ne pas ouvrir une enquête.

Le présent paragraphe ne s'applique pas lorsque des plaintes insuffisamment étayées sont déposées à plusieurs reprises et sont, pour cette raison, jugées abusives par les autorités compétentes.

4. Sans préjudice du paragraphe 3 et du droit national applicable, les autorités compétentes tiennent le plaignant informé des étapes de la procédure et, le cas échéant, des possibilités alternatives de recours appropriées, telles que la faculté de saisir les juridictions nationales ou d'utiliser toute autre procédure de plainte existant au niveau national ou international.
5. Sans préjudice du droit national applicable et sur la base de procédures comparables, les autorités compétentes établissent et rendent publics des délais indicatifs pour statuer sur les plaintes.

Article 8

Activités de vérification et déclaration de vérification

1. Les vérificateurs effectuent des activités de vérification afin d'évaluer la conformité des déclarations d'émissions qui leur sont soumises par des exploitants, des entreprises, des exploitants de mines ou des importateurs, aux exigences du présent règlement. Ces activités de vérification incluent l'examen de toutes les sources de données et méthodes utilisées afin d'apprécier la fiabilité, la crédibilité et la précision des déclarations d'émissions, en particulier ce qui suit:
 - a) le choix et l'utilisation des facteurs d'émission;
 - b) les méthodes, calculs, échantillonnages ou distributions statistiques conduisant à la détermination des émissions de méthane;
 - c) tout risque de mesure ou de déclaration inappropriées;
 - d) tout système de contrôle ou d'assurance de la qualité appliqué par les exploitants, les entreprises, les exploitants de mines ou les importateurs.
2. Dans le cadre des activités de vérification prévues au paragraphe 1 du présent article, les vérificateurs utilisent les normes et les prescriptions techniques, selon le cas, aux fins de la mesure et de la quantification des émissions de méthane et de l'atténuation, établies en vertu de l'article 32.

Jusqu'à la date d'application de ces normes et prescriptions techniques, selon le cas, les exploitants, les entreprises, les exploitants de mines et les importateurs, selon le cas, fournissent aux vérificateurs des informations sur les normes pertinentes, y compris les normes européennes ou d'autres normes internationales, ou les méthodes qu'ils utilisent aux fins des activités de vérification.

Les activités de vérification incluent également, le cas échéant, des contrôles annoncés et inopinés sur place afin d'évaluer la fiabilité, la crédibilité et la précision des sources de données et des méthodes utilisées.

3. Les activités de vérification visées au présent article sont alignées sur les normes et méthodes européennes ou d'autres normes et méthodes internationales applicables aux vérificateurs afin de limiter la charge pesant sur les exploitants, les entreprises, les exploitants de mines ou les importateurs ainsi que sur les autorités compétentes, et tiennent dûment compte de la nature des activités vérifiées et des orientations publiées par la Commission à cet égard.
4. Si, à l'issue de son évaluation, le vérificateur conclut, avec une assurance raisonnable, que la déclaration d'émissions est conforme aux exigences du présent règlement, il délivre une déclaration de vérification qui atteste la conformité de la déclaration d'émissions et précise les activités de vérification effectuées.

Le vérificateur ne délivre la déclaration de vérification que si des données et informations fiables, crédibles et précises permettent de déterminer les émissions de méthane avec un degré raisonnable de certitude et à condition que les données déclarées concordent avec les données estimées, sont complètes et cohérentes.

Si, à l'issue de son évaluation, le vérificateur conclut que la déclaration d'émissions n'est pas conforme aux exigences du présent règlement, il informe l'exploitant, l'entreprise, l'exploitant de mine ou l'importateur de cette conclusion et fournit un retour d'information motivé à l'exploitant, l'entreprise, l'exploitant de mine ou l'importateur à la lumière des normes reconnues. L'exploitant, l'entreprise, l'exploitant de mine ou l'importateur soumet une déclaration d'émissions révisée au vérificateur, sans tarder et dans les délais fixés par le vérificateur.

5. Les exploitants, les entreprises, les exploitants de mines et les importateurs fournissent aux vérificateurs toute l'assistance nécessaire pour permettre ou faciliter l'exécution des activités de vérification, notamment en ce qui concerne l'accès au site et la présentation de documents ou de registres.

Article 9

Indépendance et accréditation ou habilitation des vérificateurs

1. Les vérificateurs sont indépendants des exploitants, des entreprises, des exploitants de mines et des importateurs et exercent les activités de vérification prévues par le présent règlement dans l'intérêt public. À cette fin, le vérificateur et aucune autre partie de la même entité juridique ne peuvent être un exploitant, une entreprise, un exploitant de mine ou un importateur, ou être propriétaires d'un exploitant, d'une entreprise, d'un exploitant de mine ou d'un importateur, ou être détenus par un exploitant, une entreprise, un exploitant de mine ou un importateur.

Les vérificateurs n'entretiennent pas avec des exploitants, des entreprises, des exploitants de mines ou des importateurs des relations qui seraient susceptibles de compromettre leur indépendance et leur impartialité.

2. Les vérificateurs qui sont des personnes morales sont accrédités par un organisme national d'accréditation conformément au règlement (CE) n° 765/2008.

En l'absence de dispositions spécifiques du présent règlement concernant l'accréditation des vérificateurs, le règlement (CE) n° 765/2008 s'applique.

3. Les États membres peuvent décider d'habiliter des personnes physiques comme vérificateurs aux fins du présent règlement. Ces vérificateurs sont habilités par une autorité nationale qui est différente de l'organisme national d'accréditation désigné en vertu de l'article 4, paragraphe 1, du règlement (CE) n° 765/2008.
4. Lorsqu'un État membre décide d'appliquer le paragraphe 3, il veille à ce que l'autorité nationale concernée respecte le présent règlement et fournisse à la Commission et aux autres États membres toutes les pièces justificatives nécessaires à la vérification de la compétence des vérificateurs qu'elle habilite en vertu dudit paragraphe.

Article 10
Utilisation et partage d'informations

1. Dans le cadre de l'exercice de leurs fonctions et des pouvoirs qui leur incombent en vertu du présent règlement, la Commission, les autorités compétentes et les vérificateurs tiennent compte des informations mises à la disposition du public par l'Observatoire international des émissions de méthane (IMEO) ou l'"Oil and Gas Methane Partnership" (OGMP) ou d'autres informations pertinentes disponibles au niveau international, notamment des informations en ce qui concerne:
 - a) l'agrégation des données relatives aux émissions de méthane conformément aux méthodes statistiques appropriées;
 - b) la vérification et la validation des méthodes et processus statistiques utilisés par l'industrie pour quantifier les données relatives aux émissions de méthane;
 - c) la mise au point de méthodes d'agrégation et d'analyse des données conformément aux bonnes pratiques scientifiques et statistiques afin de garantir un niveau plus élevé de précision des estimations des émissions de méthane, avec une caractérisation appropriée de l'incertitude;
 - d) la publication des données déclarées agrégées par source principale et par niveau de déclaration, classées, si ces informations sont disponibles, par actifs exploités et non exploités, dans le respect des exigences en matière de concurrence et de confidentialité;
 - e) la déclaration des écarts importants constatés entre les sources de données, contribuant à la mise au point de méthodes scientifiques plus robustes;

- f) la déclaration des événements super-émetteurs repérés au moyen d'un système de détection précoce et d'alerte.
2. La Commission soumet à l'IMEO des données relatives aux émissions de méthane accessibles au public qu'elle juge pertinentes, telles qu'elles sont mises à sa disposition par les autorités compétentes conformément au présent règlement.

Chapitre 3

Émissions de méthane dans les secteurs du pétrole et du gaz

Article 11

Champ d'application

Le présent chapitre s'applique aux activités visées à l'article 1^{er}, paragraphe 2, points a), b) et c).

Article 12

Surveillance et établissement de rapports

1. Au plus tard le ... [12 mois à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement], les exploitants soumettent aux autorités compétentes un rapport contenant la quantification des émissions de méthane au niveau de la source, estimées en utilisant au moins des facteurs d'émission génériques pour toutes les sources. Ce rapport peut contenir une quantification des émissions de méthane au niveau de la source conformément aux exigences énoncées au paragraphe 2 pour certaines ou toutes les sources.

2. Les exploitants et les entreprises établis dans l'Union soumettent aux autorités compétentes de l'État membre où l'actif est situé un rapport contenant une quantification des émissions de méthane au niveau de la source:
- a) pour les actifs exploités, au plus tard le ... [18 mois à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement]; et
 - b) pour les actifs non exploités, au plus tard le ... [30 mois à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement], lorsque ces actifs n'ont pas été déclarés au titre du point a).

Lorsqu'une mesure directe n'est pas possible, l'établissement du rapport nécessite d'utiliser des facteurs d'émission spécifiques fondés sur la quantification ou l'échantillonnage au niveau de la source.

3. Les exploitants et les entreprises établis dans l'Union soumettent aux autorités compétentes de l'État membre où l'actif est situé un rapport contenant la quantification des émissions de méthane au niveau de la source, complété par des mesures des émissions de méthane au niveau du site, permettant ainsi l'évaluation des estimations au niveau de la source agrégées par site et la comparaison avec ces estimations:
- a) pour les actifs exploités, au plus tard le ... [30 mois à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement], et, par la suite, au plus tard le 31 mai de chaque année; et
 - b) pour les actifs non exploités, au plus tard le ... [48 mois à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement], et, par la suite, au plus tard le 31 mai de chaque année, lorsque ces actifs n'ont pas été déclarés au titre du point a).

Avant de soumettre le rapport aux autorités compétentes, les exploitants et les entreprises veillent à ce qu'il soit évalué par un vérificateur et comprenne une déclaration de vérification délivrée conformément à l'article 8.

4. Les rapports prévus au présent article couvrent la dernière année civile pour laquelle des données sont disponibles et comprennent au moins les informations suivantes:
 - a) le type et l'emplacement des sources d'émission;
 - b) les données détaillées pour chaque type de source d'émission, déclarées en tonnes de méthane et en tonnes d'équivalent CO₂, en utilisant les potentiels de réchauffement global définis dans le sixième rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC);
 - c) des informations détaillées sur les méthodes de quantification;
 - d) toutes les émissions de méthane pour les actifs exploités;
 - e) la part de propriété et les émissions de méthane provenant d'actifs non exploités multipliées par la part de propriété;
 - f) une liste des entités exerçant un contrôle opérationnel sur les actifs non exploités.

La Commission établit, par voie d'actes d'exécution, un modèle pour les rapports prévus au présent article, en tenant compte des rapports d'inventaire nationaux déjà en place et des derniers documents techniques d'orientation et modèles de déclaration de l'OGMP. Ces actes d'exécution sont adoptés en conformité avec la procédure consultative visée à l'article 35, paragraphe 2.

Jusqu'à l'adoption des actes d'exécution pertinents, les exploitants et les entreprises utilisent les documents techniques d'orientation et les modèles de déclaration de l'OGMP 2.0 pour les activités en amont, intermédiaires et en aval, selon le cas.

5. Les mesures et quantifications visées au présent article sont effectuées conformément aux normes et aux prescriptions techniques, selon le cas, établies en vertu de l'article 32. Jusqu'à la date d'application de ces normes ou prescriptions techniques, les exploitants et les entreprises suivent les pratiques les plus récentes du secteur et utilisent les meilleures technologies disponibles pour mesurer et quantifier les émissions de méthane. Dans ce contexte, les exploitants et les entreprises établis dans l'Union peuvent utiliser à ces fins les documents techniques d'orientation de l'OGMP 2.0 les plus récents, approuvés au plus tard le ... [date d'entrée en vigueur du présent règlement].

Les exploitants et les entreprises fournissent aux autorités compétentes et aux vérificateurs des informations sur les normes, y compris les normes européennes ou autres normes internationales, ou les méthodes utilisées.

6. Les exploitants et les entreprises établis dans l'Union comparent la quantification au niveau de la source des émissions de méthane et la mesure au niveau du site des émissions de méthane. En cas d'écarts statistiquement significatifs entre la quantification au niveau de la source des émissions de méthane et la mesure au niveau du site des émissions de méthane, les exploitants et les entreprises:
 - a) adressent une notification sans tarder aux autorités compétentes, avant la fin de la période de déclaration;

- b) procèdent dès que possible à un processus de rapprochement et informent l'autorité compétente des résultats de ce processus de rapprochement, y compris tout élément de preuve et toute pièce justificative nécessaire, au plus tard au cours de la période de déclaration suivante.

Le processus de rapprochement porte sur les raisons susceptibles d'expliquer les écarts, y compris au moins la précision et l'adéquation des technologies et des méthodes utilisées pour la quantification au niveau de la source et pour la mesure au niveau du site des émissions de méthane, ou sur toute incertitude des données dans les résultats due au choix des méthodes, des technologies ou de l'extrapolation des résultats.

Aux fins du processus de rapprochement, les exploitants et les entreprises envisagent une quantification supplémentaire au niveau de la source ou des mesures supplémentaires au niveau du site, afin de fournir les éléments de preuve nécessaires pour expliquer les raisons des écarts. Sur la base des résultats du processus de rapprochement, les exploitants et les entreprises procèdent, le cas échéant, à des ajustements numériques subséquents dans la quantification au niveau de la source ou dans les mesures au niveau du site.

Si les autorités compétentes estiment que les informations fournies par l'exploitant ou l'entreprise conformément au point b) du premier alinéa n'expliquent pas de manière adéquate, les raisons des écarts, elles peuvent demander à l'exploitant ou à l'entreprise de fournir des informations complémentaires ou de prendre des mesures supplémentaires.

7. Lorsque des informations sont confidentielles conformément à la directive (UE) 2016/943 du Parlement européen et du Conseil²⁴, les exploitants ou les entreprises concernés indiquent dans le rapport le type d'informations qui n'est pas divulgué et la raison qui motive cette décision.
8. Les autorités compétentes mettent les rapports visés au présent article à la disposition du public et de la Commission conformément à l'article 5, paragraphe 4, dans un délai de trois mois à compter de leur présentation par les exploitants ou les entreprises concernés.

Article 13

Obligation générale d'atténuation

Les exploitants prennent toutes les mesures d'atténuation appropriées pour prévenir et réduire au minimum les émissions de méthane dans le cadre de leurs activités.

Article 14

Détection et réparation des fuites

1. Au plus tard le ... [9 mois à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement] pour les sites existants et dans un délai de six mois à compter de la date de mise en service pour les nouveaux sites, les exploitants soumettent aux autorités compétentes un programme de détection et de réparation des fuites (ci-après dénommé "programme LDAR").

²⁴ Directive (UE) 2016/943 du Parlement européen et du Conseil du 8 juin 2016 sur la protection des savoir-faire et des informations commerciales non divulgués (secrets d'affaires) contre l'obtention, l'utilisation et la divulgation illicites (JO L 157 du 15.6.2016, p. 1).

Le programme LDAR comprend une description détaillée des enquêtes et activités LDAR, assortie de calendriers spécifiques, à effectuer conformément au présent article, aux parties 1 et 2 de l'annexe I, et aux normes et aux prescriptions techniques pertinentes, selon le cas, établies en vertu de l'article 32. Si des modifications sont apportées au programme LDAR, les exploitants soumettent un programme LDAR actualisé aux autorités compétentes dans les plus brefs délais.

Jusqu'à la date d'application des normes ou des prescriptions techniques établies en vertu de l'article 32, les exploitants suivent les pratiques les plus récentes du secteur et utilisent les meilleures technologies qui sont disponibles sur le marché pour réaliser les enquêtes LDAR. Les exploitants fournissent aux autorités compétentes et aux vérificateurs des informations sur les normes, y compris les normes internationales, ou les méthodes utilisées.

Les autorités compétentes peuvent exiger de l'exploitant qu'il modifie le programme LDAR en tenant compte des exigences du présent règlement.

2. Les exploitants lancent la première enquête LDAR de type 2 portant sur tous les composants relevant de leur responsabilité conformément au programme LDAR dès que possible à compter du ... [date d'entrée en vigueur du présent règlement].

En tout état de cause, les exploitants effectuent la première enquête LDAR de type 2 au plus tard le ... [12 mois à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement] pour les sites existants. Sans préjudice des fréquences établies à la partie 1 de l'annexe I, toute enquête LDAR de type 2 effectuée entre le ... [24 mois avant la date d'entrée en vigueur du présent règlement] et le ... [date d'entrée en vigueur du présent règlement] peut être considérée par les exploitants comme la première enquête LDAR de type 2.

Dans un délai de 9 mois à compter de la date de mise en service des nouveaux sites, les exploitants effectuent la première enquête LDAR de type 2 portant sur tous les composants relevant de leur responsabilité conformément au programme LDAR.

Après avoir effectué la première enquête LDAR de type 2, les exploitants effectuent des enquêtes LDAR de type 1 et de type 2 selon les fréquences suivantes:

- a) pour les composants en surface et souterrains, à l'exception des réseaux de distribution et de transport, conformément aux fréquences minimales prévues à la partie 1, point 1, de l'annexe I;
 - b) pour les composants des réseaux de distribution et de transport, conformément aux fréquences minimales prévues à la partie 1, point 2, de l'annexe I;
 - c) pour tous les composants offshore, conformément aux fréquences minimales prévues à la partie 1, point 3, de l'annexe I;
 - d) pour tous les autres composants, conformément aux fréquences minimales prévues à la partie 1, point 4, de l'annexe I.
3. Sans préjudice de l'obligation d'effectuer des enquêtes LDAR de type 2 conformément au présent article, lorsqu'une enquête LDAR de type 1 est requise, les exploitants peuvent choisir d'effectuer une enquête LDAR de type 2 au lieu d'une enquête LDAR de type 1.

4. Dans le cadre des enquêtes LDAR, les exploitants peuvent utiliser des technologies de détection avancées, à condition que:
- a) les autorités compétentes approuvent leur utilisation dans le cadre du programme LDAR;
 - b) les mesures soient effectuées au niveau de chaque source d'émissions potentielle; et
 - c) les technologies de détection avancées respectent les exigences énoncées aux paragraphes 7 et 8 et sont conformes aux exigences énoncées à la partie 2 de l'annexe I.
5. Par dérogation au paragraphe 2, quatrième alinéa, du présent article, lorsque des exploitants qui produisent ou traitent du pétrole ou du gaz naturel apportent la preuve, sur la base des mesures des cinq années précédentes qui ont été déclarées par les exploitants conformément à l'article 12 et évaluées par un vérificateur, que moins de 1 % de l'ensemble des composants et sous-composants de chacun de leurs sites fuient et que les émissions agrégées de méthane associées à ces fuites représentent moins de 0,08 % du volume total de gaz ou moins de 0,015 % de la masse totale de pétrole traité ou extrait, des fréquences d'enquête LDAR différentes peuvent être appliquées pour les composants des sites où aucune fuite n'a été identifiée, sous réserve de l'approbation des autorités compétentes et à condition que:
- a) pour tous les composants sur les lieux de traitement, des enquêtes LDAR de type 1 soient effectuées au moins tous les 12 mois;

- b) pour au moins 25 % de tous les composants sur les lieux de traitement, des enquêtes LDAR de type 2 soient effectuées tous les 12 mois, tous les composants devant être contrôlés au moins tous les 48 mois;
- c) pour tous les composants sur les lieux de production, des enquêtes LDAR de type 1 soient effectuées au moins tous les 36 mois;
- d) pour tous les composants sur les lieux de production, des enquêtes LDAR de type 2 soient effectuées au moins tous les 60 mois.

Si, à la suite des enquêtes LDAR effectuées conformément au premier alinéa du présent paragraphe, 1 % ou plus de tous les composants et sous-composants de chaque site fuient ou si les émissions agrégées de méthane associées à ces fuites représentent plus de 0,08 % du volume total de gaz ou plus de 0,015 % de la masse totale de pétrole brut traité ou extrait, l'exploitant concerné est soumis aux obligations prévues au paragraphe 2 sur ce site.

L'autorité compétente notifie à la Commission les dérogations accordées en vertu du présent paragraphe et effectue les inspections ponctuelles visées à l'article 6, paragraphe 4.

6. Les enquêtes LDAR sont effectuées à l'aide de dispositifs de détection permettant d'identifier les fuites comme suit, pour chaque type de composant:
- a) à un niveau aussi proche que possible de chaque source d'émission potentielle pour les composants en surface et les composants au-dessus du niveau de la mer;

- b) à l'interface entre le sol et l'atmosphère pour les composants souterrains dans un premier temps et, lorsqu'une fuite est détectée comme précisé dans l'acte d'exécution adopté conformément au paragraphe 7, au plus près de la source d'émission dans un deuxième temps;
- c) en appliquant les meilleures techniques de détection qui sont disponibles sur le marché pour les composants offshore sous le niveau de la mer ou au-dessous des fonds marins.

7. Au plus tard le ... [12 mois à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement], la Commission précise, par voie d'un acte d'exécution:

- a) les limites minimales de détection et les techniques de détection à utiliser pour les différents dispositifs de détection utilisés pour respecter les exigences applicables à tous les composants énoncées au paragraphe 8;
- b) les seuils applicables à la première étape des enquêtes LDAR à utiliser pour respecter les exigences applicables aux composants souterrains énoncées au paragraphe 8.

Ces limites minimales, ces techniques de détection et ces seuils sont fondés sur les meilleures technologies disponibles et sur les meilleures techniques de détection disponibles, en tenant compte des différents types de composants et des enquêtes LDAR. Cet acte d'exécution est adopté en conformité avec la procédure d'examen visée à l'article 35, paragraphe 3.

Jusqu'à l'adoption de cet acte d'exécution, afin de respecter les exigences visées au paragraphe 8, les exploitants utilisent les meilleures technologies disponibles et les meilleures techniques de détection disponibles, en conformité avec les spécifications du fabricant pour l'exploitation et la maintenance.

8. Les exploitants réparent ou remplacent tous les composants sur lesquels une émission de méthane est constatée à des niveaux égaux ou supérieurs aux niveaux ci-après, à la température et la pression standard et à l'aide de dispositifs de détection, conformément aux spécifications du fabricant pour l'exploitation et la maintenance:
- a) pour les enquêtes LDAR de type 1: 7 000 parties par million en volume de méthane ou 17 grammes par heure de méthane;
 - b) pour les enquêtes LDAR de type 2:
 - i) 500 parties par million en volume de méthane ou 1 gramme par heure de méthane pour les composants en surface et les composants offshore au-dessus du niveau de la mer;
 - ii) 1 000 parties par million en volume de méthane ou 5 grammes par heure de méthane pour la deuxième étape de l'enquête LDAR sur les composants souterrains;
 - iii) 7 000 parties par million en volume de méthane ou 17 grammes par heure pour les composants offshore sous le niveau de la mer ou au-dessous des fonds marins.
9. La réparation ou le remplacement des composants visés au paragraphe 8 a lieu immédiatement après la détection. Si la réparation ne peut être effectuée immédiatement après la détection, elle fait l'objet d'une nouvelle tentative dès que possible et au plus tard cinq jours après la détection, et est achevée dans les 30 jours suivant la détection.

Lorsqu'un exploitant peut démontrer que la réparation ou le remplacement ne serait pas fructueux ou possible dans un délai de cinq jours pour une première tentative, ou lorsque l'exploitant prévoit qu'une réparation complète ne serait pas possible dans un délai de 30 jours pour des raisons de sécurité, administratives ou techniques, l'exploitant le notifie aux autorités compétentes et leur en fournit la preuve, ainsi que les calendriers de réparation et de surveillance contenant au moins les éléments visés à l'annexe II, au plus tard 12 jours à compter de la date de la détection.

Ces calendriers de réparation et de surveillance comprennent tous les éléments de preuve nécessaires pour justifier tout retard. Ils garantissent que les incidences sur l'environnement sont réduites au minimum, tout en respectant les aspects de sécurité, administratifs et techniques pertinents. Les autorités compétentes peuvent exiger de l'exploitant qu'il modifie les calendriers de réparation et de surveillance en tenant compte des exigences du présent règlement. En tout état de cause, la réparation ou le remplacement est effectué dans les meilleurs délais.

Les exploitants accordent la priorité à la réparation des fuites plus importantes.

Les réparations ou les remplacements visés au présent paragraphe utilisent les meilleures technologies qui sont disponibles sur le marché et qui offrent une protection à long terme contre les fuites futures.

Les aspects de sécurité, administratifs et techniques visés au présent paragraphe se limitent aux éléments suivants:

- a) la sécurité du personnel et des autres personnes se trouvant à proximité de la fuite détectée;

- b) tout effet négatif éventuel sur l'environnement, si l'exploitant peut démontrer que cet effet l'emporterait sur les avantages environnementaux, par exemple lorsque la réparation pourrait entraîner un niveau global d'émissions de méthane plus élevé qu'en l'absence de réparation;
- c) l'accessibilité d'un composant, y compris la maintenance programmée, les obligations liées au processus d'autorisation ou l'autorisation administrative nécessaire;
- d) l'indisponibilité des pièces de rechange nécessaires à la réparation du composant ou de composants de rechange; et
- e) une détérioration significative de la situation de l'approvisionnement en gaz susceptible de conduire à un niveau de crise tel qu'il est visé à l'article 11, paragraphe 1, du règlement (UE) 2017/1938 du Parlement européen et du Conseil²⁵.

10. Lorsque l'une ou plusieurs des conditions énoncées au paragraphe 9, sixième alinéa, points a) à e), s'appliquent et qu'un arrêt est nécessaire pour que la réparation ou le remplacement puisse être entrepris, les exploitants réduisent au minimum la fuite dans un délai de 24 heures à compter de la détection de cette dernière et réparent la fuite avant la fin de la prochaine mise à l'arrêt programmée ou dans un délai d'un an, la première des deux dates étant retenue, sauf si l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'une réparation effectuée plus tôt conduise à une situation dans laquelle la quantité de méthane mis à l'évent au cours des opérations de réparation serait très probablement nettement supérieure à celle qui serait rejetée en l'absence de réparation, ou si l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'une réparation effectuée plus tôt conduise à des problèmes de sécurité d'approvisionnement dans les petits réseaux connectés au sens de la directive (UE) 2019/944.

²⁵ Règlement (UE) 2017/1938 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2017 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant le règlement (UE) n° 994/2010 (JO L 280 du 28.10.2017, p. 1).

Tout exploitant fournit sans tarder aux autorités compétentes tous les éléments de preuve nécessaires justifiant sa décision de retarder la réparation.

Toute décision de retarder la réparation en raison de considérations administratives, techniques et de sécurité est soumise à l'approbation des autorités compétentes et est incluse dans les calendriers de réparation et de surveillance. Les autorités compétentes peuvent exiger de l'exploitant concerné qu'il modifie les calendriers de réparation et de surveillance en tenant compte des exigences du présent règlement.

11. Les exploitants établissent sans tarder, tiennent à jour et mettent pleinement à la disposition des autorités compétentes un registre de toutes les décisions de retarder une réparation en vertu du présent article, y compris tous les éléments de preuve nécessaires justifiant chaque décision et les calendriers de réparation et de surveillance correspondants.
12. Nonobstant le paragraphe 2, les exploitants contrôlent les composants sur lesquels ont été constatées des émissions de méthane:
 - a) à des niveaux égaux ou supérieurs aux seuils énoncés au paragraphe 8 à la température et la pression standard au cours d'une enquête LDAR précédente, immédiatement après la réparation effectuée en vertu du paragraphe 9, et au plus tard 45 jours après celle-ci, afin d'assurer le succès de la réparation; et
 - b) à des niveaux inférieurs aux seuils énoncés au paragraphe 8 à la température et la pression standard, au plus tard trois mois à compter de la date à laquelle les émissions ont été détectées, afin de vérifier au moins une fois si l'ampleur de la perte de méthane a évolué et si une réparation est nécessaire.

Lorsqu'un risque plus élevé pour la sécurité ou un risque plus élevé de fuites de méthane est constaté, les autorités compétentes peuvent recommander que les enquêtes LDAR sur les composants concernés soient plus fréquentes.

13. Sans préjudice des obligations en matière d'établissement de rapports prévues au paragraphe 14, les exploitants enregistrent toutes les fuites identifiées, quelle que soit leur taille, et les soumettent régulièrement à un contrôle et font en sorte qu'elles soient réparées conformément au paragraphe 9.

Les exploitants conservent l'enregistrement pendant au moins dix ans et fournissent ces informations aux autorités compétentes sur demande.

14. Tous les ans, les exploitants soumettent l'ensemble des calendriers de réparation et de surveillance ainsi qu'un rapport résumant les résultats de toutes les enquêtes LDAR menées au cours de l'année précédente aux autorités compétentes de l'État membre dans lequel les actifs concernés sont situés.

Les autorités compétentes peuvent exiger des exploitants qu'ils modifient le rapport ou les calendriers de réparation et de surveillance en tenant compte des exigences du présent règlement.

15. Les exploitants peuvent déléguer toute tâche prévue au présent article. Les tâches déléguées ne portent pas atteinte à la responsabilité des exploitants et n'ont pas d'incidence sur l'efficacité de la surveillance exercée par les autorités compétentes.

16. Les États membres veillent à ce que les prestataires de services LDAR et les exploitants aient accès aux systèmes de certification, d'accréditation ou de qualification équivalents, y compris des programmes de formation appropriés, en ce qui concerne les enquêtes LDAR.
17. Sans préjudice des directives 2008/56/CE²⁶ et 2013/30/UE²⁷ du Parlement européen et du Conseil, les autorités compétentes peuvent décider d'exempter des exigences prévues par le présent article les composants pétroliers et gaziers offshore situés sur leur territoire à une profondeur d'eau supérieure à 700 mètres si l'exploitant concerné peut apporter des preuves solides que l'incidence sur le climat des émissions potentielles de méthane provenant de ces composants est très probablement négligeable.

Article 15

Restrictions concernant l'éventage et le torchage

1. L'éventage est interdit sauf dans les cas prévus au présent article. Le torchage systématique est interdit.
2. L'éventage ou le torchage ne sont autorisés qu'en cas d'urgence ou de dysfonctionnement.
3. Nonobstant le paragraphe 2, l'éventage ou le torchage sont autorisés lorsque cela est inévitable et strictement nécessaire et sous réserve des obligations de déclaration énoncées à l'article 16.

²⁶ Directive 2008/56/CE du Parlement européen et du Conseil du 17 juin 2008 établissant un cadre d'action communautaire dans le domaine de la politique pour le milieu marin (directive-cadre "stratégie pour le milieu marin") (JO L 164 du 25.6.2008, p. 19).

²⁷ Directive 2013/30/UE du Parlement européen et du Conseil du 12 juin 2013 relative à la sécurité des opérations pétrolières et gazières en mer et modifiant la directive 2004/35/CE (JO L 178 du 28.6.2013, p. 66).

L'éventage et le torchage sont jugés inévitables et strictement nécessaires dans les situations spécifiques suivantes, dans lesquelles l'éventage ou le torchage, selon le cas, ne peut pas être totalement éliminé ou s'impose pour des raisons de sécurité:

- a) pendant le fonctionnement normal de dispositifs pneumatiques, de compresseurs, de réservoirs de stockage à pression atmosphérique, de dispositifs d'échantillonnage et de mesure et de joints à gaz sec, ou d'autres composants conçus pour l'éventage, à condition que ces équipements satisfassent aux normes ou aux prescriptions techniques établies en vertu de l'article 32, et qu'il soient correctement entretenus de manière à réduire au minimum les pertes de méthane;
- b) pour l'extraction ou le nettoyage des liquides accumulés dans un puits à la pression atmosphérique;
- c) lors du jaugeage ou de l'échantillonnage d'un réservoir de stockage ou d'un autre récipient à basse pression, à condition que le réservoir ou récipient satisfasse aux normes ou aux prescriptions techniques établies en vertu de l'article 32;
- d) lors du transfert de liquides d'un réservoir de stockage ou d'un autre récipient à basse pression vers un véhicule de transport, à condition que le réservoir ou le récipient satisfasse aux normes ou aux prescriptions techniques établies en vertu de l'article 32;
- e) pendant la réparation, la maintenance, les procédures d'essai et le déclassement, y compris la vidange et la dépressurisation d'équipements à des fins de réparation et de maintenance;
- f) lors de la réalisation d'un essai de la tête de puits (bradenhead test);
- g) lors de la réalisation d'un essai de la garniture d'étanchéité;

- h) lors de la réalisation d'un essai de production d'une durée inférieure à 24 heures;
 - i) lorsque le méthane ne répond pas aux spécifications de la conduite de collecte, à condition que l'exploitant analyse des échantillons de méthane deux fois par semaine afin de déterminer si les spécifications ont été respectées et achemine le méthane vers une conduite de collecte dès que ces spécifications sont respectées;
 - j) lors de la mise en service de conduites, d'équipements ou d'installations, uniquement aussi longtemps que nécessaire pour purger la conduite ou l'équipement des impuretés qui y auraient été introduites;
 - k) pendant le raclage, la vidange sous pression, le déclassement ou la purge d'une conduite en vue de sa réparation ou de son entretien, et uniquement lorsque le gaz ne peut pas être contenu ou réacheminé vers une partie non affectée de la conduite.
4. Lorsque l'éventage est autorisé en application des paragraphes 2 et 3, les exploitants n'y ont recours que lorsque le torchage n'est pas techniquement réalisable en raison d'un manque d'inflammabilité ou d'une incapacité à maintenir une flamme, lorsqu'il risque de compromettre la sécurité des opérations ou du personnel, ou lorsqu'il aurait un effet pire sur l'environnement pour ce qui est des émissions. Dans une telle situation, dans le cadre des obligations de déclaration énoncées à l'article 16, les exploitants notifient aux autorités compétentes la nécessité d'avoir recours à l'éventage plutôt qu'au torchage et leur fournissent des éléments de preuve à cet égard.
5. Les équipements d'éventage sont remplacés par des solutions de remplacement sans émissions lorsque celles-ci sont disponibles sur le marché et qu'elles satisfont aux normes ou aux prescriptions techniques applicables aux composants conçus pour l'éventage établies en vertu de l'article 32.

6. Outre les conditions énoncées aux paragraphes 2 et 3, le torchage n'est autorisé que si la réinjection du méthane, son utilisation sur place, son stockage en vue d'une utilisation ultérieure ou son acheminement vers un marché ne sont pas réalisables pour des raisons autres que des considérations économiques. Dans une telle situation, dans le cadre des obligations de déclaration énoncées à l'article 16, les exploitants démontrent aux autorités compétentes la nécessité d'avoir recours au torchage plutôt qu'à la réinjection du méthane, à son utilisation sur place, à son stockage en vue d'une utilisation ultérieure ou à son acheminement vers un marché.
7. Lorsqu'un site est construit, remplacé ou rénové dans son ensemble, les exploitants n'installent et n'utilisent que des dispositifs pneumatiques, compresseurs, réservoirs de stockage à pression atmosphérique, dispositifs d'échantillonnage et de mesure et joints à gaz sec à émission nulle disponibles sur le marché. Lorsqu'un site est remplacé ou rénové en partie, les exploitants n'installent et n'utilisent dans cette partie que des dispositifs pneumatiques, compresseurs, réservoirs de stockage à pression atmosphérique, dispositifs d'échantillonnage et de mesure et joints à gaz sec à émission nulle disponibles sur le marché.
8. Les exploitants se conforment au présent article sans tarder et, en tout état de cause, au plus tard le ... [18 mois à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement] pour les sites existants et au plus tard 12 mois à compter de la date de mise en service des nouveaux sites. Lorsque les exploitants ne sont pas en mesure de se conformer au présent article en raison d'un retard exceptionnel dû à la nécessité d'obtenir un permis ou tout autre autorisation administrative des autorités compétentes ou à l'indisponibilité d'équipements d'éventage ou de torchage, ils fournissent aux autorités compétentes un calendrier détaillé de mise en œuvre. Ce calendrier comporte des preuves suffisantes du respect des conditions énoncées au présent paragraphe. Les autorités compétentes peuvent exiger des modifications de ce calendrier.

Article 16

Déclaration des événements d'éventage et de torchage

1. Les exploitants notifient aux autorités compétentes les événements d'éventage et de torchage:
 - a) causés par une urgence ou un dysfonctionnement; ou
 - b) d'une durée totale de 8 heures ou plus sur une période de 24 heures à partir d'un événement unique.

La notification visée au premier alinéa est effectuée sans tarder après l'événement et, au plus tard, dans les 48 heures à compter du début de l'événement ou du moment où l'exploitant en a eu connaissance, conformément aux éléments énoncés à l'annexe III.

Par dérogation au premier alinéa, le torchage contrôlé ayant lieu pendant les arrêts est déclaré dans le rapport annuel.

2. Les exploitants soumettent aux autorités compétentes des rapports annuels sur tous les événements d'éventage et de torchage visés au paragraphe 1 du présent article et à l'article 15, conformément aux éléments énoncés à l'annexe III et dans le cadre du rapport pertinent visé à l'article 12.

Article 17

Exigences applicables à l'efficacité du torchage

1. Lorsqu'un site est construit, remplacé ou rénové en tout ou en partie, ou lorsque de nouvelles torchères ou d'autres dispositifs de combustion sont installés, les exploitants n'installent que des torchères ou des dispositifs de combustion équipés d'un dispositif d'allumage automatique ou d'un brûleur pilote fonctionnant en continu et dont le niveau d'efficacité de destruction et d'élimination dès la conception est d'au moins 99 %.
2. Les exploitants veillent à ce que toutes les torchères ou autres dispositifs de combustion soient conformes aux exigences du paragraphe 1 au plus tard le ... [18 mois à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement].
3. Les exploitants inspectent les torchères ou les autres dispositifs de combustion tous les 15 jours conformément à l'annexe IV, sauf lorsqu'ils ne sont pas utilisés régulièrement. Lorsque les torchères ou les autres dispositifs de combustion ne sont pas utilisés régulièrement, les exploitants les inspectent avant chaque utilisation.

En lieu et place des inspections régulières, sous réserve de l'approbation des autorités compétentes, les exploitants peuvent utiliser des systèmes de surveillance à distance ou automatisés, comme précisé conformément aux points 1) et 2) de l'annexe IV.

Lorsqu'une irrégularité est détectée, les exploitants en recherchent la cause et y remédient dans les six heures ou, en cas de phénomènes météorologiques graves ou dans d'autres conditions extrêmes, dans les six heures suivant le retour à des conditions normales.

4. En cas d'utilisation de dispositifs d'allumage automatiques ou de brûleurs pilotes fonctionnant en continu, les exploitants utilisent des équipements de surveillance de la flamme pour surveiller en permanence la flamme principale de la torchère ou la flamme du brûleur pilote afin de veiller à ce qu'un éventage ne se produise pas à cause d'une extinction de flamme.

Article 18

Puits inactifs, puits temporairement bouchés et puits définitivement bouchés et abandonnés

1. Au plus tard le ... [12 mois à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement], les États membres établissent et mettent à la disposition du public un inventaire de tous les puits inactifs, les puits temporairement bouchés et les puits définitivement bouchés et abandonnés sur leur territoire ou relevant de leur compétence qui sont enregistrés ou lorsque des informations ou des éléments de preuve sur leur localisation sont disponibles ou que leur localisation peut être déterminée en déployant tous les efforts raisonnables. Cet inventaire porte au moins sur les éléments figurant dans la partie 1 de l'annexe V.

Les États membres tiennent et mettent à jour cet inventaire, y compris en déployant tous les efforts raisonnables pour localiser et documenter tous les puits inactifs, les puits temporairement bouchés et les puits définitivement bouchés et abandonnés recensés, situés sur leur territoire ou relevant de leur compétence, sur la base d'une évaluation rigoureuse tenant compte des conclusions scientifiques les plus récentes et des meilleures techniques disponibles.

2. Par dérogation au paragraphe 1, les États membres qui notifient à la Commission des preuves de l'existence d'un total d'au moins 40 000 puits inactifs, puits temporairement bouchés et puits définitivement bouchés et abandonnés enregistrés, situés sur leur territoire ou relevant de leur compétence, peuvent adopter un plan visant à dresser l'inventaire visé au paragraphe 1 et à quantifier les émissions de méthane ou à démontrer l'absence d'émissions de méthane, selon le cas, en ce qui concerne ces puits, comprenant au moins les éléments énoncés à la partie 1 de l'annexe V, et le mettent à la disposition du public, à condition:
- a) qu'au plus tard le ... [12 mois à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement], au moins 20 % de ces puits soient inclus dans l'inventaire, en accordant la priorité aux puits inactifs et aux puits temporairement bouchés;
 - b) qu'au plus tard le ... [24 mois à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement], au moins 40 % de ces puits soient inclus dans l'inventaire;
 - c) que tous les 12 mois après le [24 mois à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement], au moins 15 % supplémentaires de ces puits soient inclus dans l'inventaire;
 - d) que tous les puits soient inclus dans l'inventaire au plus tard le ... [72 mois à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement].

Ce plan est soumis à l'approbation des autorités compétentes.

3. Sans préjudice du paragraphe 4, les rapports contenant des informations sur la quantification des émissions de méthane et, lorsqu'un équipement de surveillance de la pression existe, des informations sur la surveillance de la pression de tous les puits inactifs et de tous les puits temporairement bouchés sont soumis aux autorités compétentes au plus tard le ... [21 mois à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement] et au plus tard le 31 mai de chaque année par la suite.

Ces rapports comprennent la quantification des émissions de méthane dans l'air et dans l'eau et des informations sur la surveillance de la pression, le cas échéant, à l'aide des normes ou des prescriptions techniques établies en vertu de l'article 32. Jusqu'à la date d'application de ces normes ou de ces prescriptions techniques, les exploitants et les États membres, selon le cas, suivent les pratiques les plus récentes du secteur et utilisent les meilleures technologies disponibles pour mesurer et quantifier les émissions de méthane.

Lorsque les exploitants ou les États membres déclarent des émissions de méthane dans le cadre d'accords internationaux ou régionaux auxquels l'Union ou l'État membre concerné est partie, les rapports visés au présent paragraphe peuvent inclure des informations déclarées dans le cadre de ces accords.

Les rapports concernant les puits inactifs et les puits temporairement bouchés situés dans les États membres comptant un total d'au moins 40 000 puits inactifs, puits temporairement bouchés et puits définitivement bouchés et abandonnés sont présentés au plus tard douze mois à compter de l'inclusion de chacun de ces puits dans l'inventaire et au plus tard le 31 mai de chaque année par la suite.

4. Lorsque les autorités compétentes reçoivent des informations sur la quantification des émissions de méthane et, lorsqu'un équipement de surveillance de la pression existe, des données sur la surveillance de la pression démontrant qu'il n'y a eu aucune émission de méthane provenant d'un puits onshore temporairement bouché au cours des cinq dernières années, le paragraphe 3 cesse de s'appliquer à ce puits.

Lorsque les autorités compétentes reçoivent des informations sur la quantification des émissions de méthane et, lorsqu'un équipement de surveillance de la pression existe, des données sur la surveillance de la pression démontrant qu'il n'y a eu aucune émission de méthane provenant d'un puits offshore inactif ou d'un puits offshore temporairement bouché au cours des trois dernières années, le paragraphe 3 cesse de s'appliquer à ce puits.

5. Lorsque les autorités compétentes reçoivent des éléments de preuve fiables indiquant la présence d'importantes quantités d'émissions de méthane dans un puits offshore inactif ou dans un puits temporairement bouché après la période visée au paragraphe 4 ou dans un puits définitivement bouché et abandonné, et lorsque ces éléments de preuve ont été confirmés par un tiers indépendant, les autorités compétentes se prononcent sur l'application à ce puits des obligations énoncées dans le présent article en ce qui concerne les puits temporairement bouchés.
6. Lorsque des émissions de méthane sont détectées dans des puits inactifs, des puits temporairement bouchés ou des puits définitivement bouchés et abandonnés, les États membres ou la partie responsable en vertu du paragraphe 8 prennent toutes les mesures nécessaires à leur disposition pour dépolluer, réhabiliter et boucher définitivement ces puits, selon le cas, lorsque cela est techniquement réalisable et en tenant compte de l'incidence environnementale des travaux nécessaires en vue de la réduction associée des émissions de méthane.

7. Avant d'être soumis aux autorités compétentes, les rapports visés au paragraphe 3 du présent article sont évalués par un vérificateur et comprennent une déclaration de vérification délivrée conformément à l'article 8.
8. Les États membres veillent à ce que les exploitants respectent les obligations énoncées aux paragraphes 3 à 7 et au paragraphe 9. Lorsqu'un exploitant, un propriétaire, un concessionnaire ou une partie responsable du puits à un autre titre en vertu du droit national fournit à l'autorité compétente des éléments de preuve adéquats et fiables démontrant qu'il ne dispose pas des moyens financiers suffisants pour remplir ces obligations, ou lorsque la partie responsable ne peut être identifiée, l'État membre assume la responsabilité de ces obligations.
9. Au plus tard le ... [24 mois à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement], les États membres, ou la partie responsable en vertu du paragraphe 8, élaborent un plan d'atténuation visant à dépolluer, à réhabiliter et à boucher définitivement les puits inactifs et les puits temporairement bouchés, comprenant au moins les éléments énoncés à la partie 2 de l'annexe V et le mettent en œuvre dans les douze mois à compter de la présentation du premier rapport visé au paragraphe 3.

Par dérogation au premier alinéa, lorsqu'un État membre ou la partie responsable en vertu du paragraphe 8 peut démontrer que la mise en œuvre de ce plan d'atténuation n'est pas possible dans ce délai pour des raisons de sécurité, administratives ou techniques, ils peuvent retarder sa mise en œuvre. Le plan d'atténuation comprend tous les éléments de preuve nécessaires justifiant une décision en ce sens. Dans ces cas, la mise en œuvre est effectuée dès que possible en veillant à ce que, pour chaque puits, la date de fin des mesures d'atténuation ne dépasse pas trois ans à compter de la présentation du premier rapport visé au paragraphe 3.

Les autorités compétentes peuvent exiger de la partie responsable qu'elle modifie le plan d'atténuation en tenant compte des exigences du présent règlement.

Les États membres ou la partie responsable en vertu du paragraphe 8 mettent régulièrement à jour le plan d'atténuation, en fonction de l'inventaire visé au paragraphe 1 et des rapports visés au paragraphe 3, ainsi que de toute modification ou nouvelle information qui en découle, et sur la base d'une évaluation rigoureuse tenant compte des conclusions scientifiques les plus récentes et des meilleures techniques disponibles.

Les plans d'atténuation se fondent sur l'inventaire visé au paragraphe 1 et sur les rapports visés au paragraphe 3 pour déterminer la priorité des activités, notamment:

- a) la dépollution, la réhabilitation et le bouchage définitif des puits;
- b) la réhabilitation des voies d'accès connexes ou des sols environnants sous l'eau, selon le cas;
- c) la restauration des sols, des masses d'eau, des fonds marins et des habitats touchés par les puits et les opérations antérieures;
- d) la surveillance visant à garantir que les puits bouchés ne sont pas une source d'émission de méthane conformément au présent article.

10. Les autorités compétentes examinent les rapports et les plans d'atténuation visés au présent article et les mettent à la disposition du public et de la Commission conformément à l'article 5, paragraphe 4, dans un délai de trois mois à compter de leur présentation par un exploitant ou de la mise au point par un État membre d'un plan d'atténuation.

11. Sans préjudice des directives 2008/56/CE et 2013/30/UE, les autorités compétentes peuvent décider d'exempter les puits de pétrole et de gaz offshore situés à une profondeur d'eau supérieure à 700 mètres des exigences prévues au paragraphe 3 ou 9 du présent article, si des preuves solides peuvent être apportées que l'incidence sur le climat des émissions potentielles de méthane provenant de ces puits est très probablement négligeable.
12. Sans préjudice des directives 2008/56/CE et 2013/30/UE, et sous réserve de l'approbation des autorités compétentes, les puits offshore temporairement bouchés et les puits offshore définitivement bouchés et abandonnés situés à une profondeur d'eau comprise entre 200 et 700 mètres peuvent être exemptés des exigences prévues au paragraphe 3 ou 9 du présent article, lorsque l'exploitant peut démontrer que l'incidence sur le climat des émissions potentielles de méthane provenant de ces puits est très probablement négligeable, en faisant référence à une évaluation des incidences sur l'environnement réalisée avant le forage ou après des accidents survenus lors d'opérations.

Chapitre 4

Émissions de méthane dans le secteur du charbon

SECTION I

SURVEILLANCE ET ETABLISSEMENT DE RAPPORTS

POUR LES MINES DE CHARBON EN EXPLOITATION

Article 19

Champ d'application

1. La présente section s'applique aux mines de charbon souterraines et à ciel ouvert en exploitation.
2. Les émissions de méthane provenant de mines de charbon souterraines en exploitation comprennent les émissions suivantes:
 - a) les émissions de méthane provenant de tous les puits d'aérage utilisés par l'exploitant de mine;
 - b) les émissions de méthane provenant des stations de captage et du système de captage du méthane, pouvant résulter d'un éventage intentionnel ou non, ou d'une combustion incomplète dans le cas d'un torchage;
 - c) les émissions de méthane se produisant lors des activités en aval des opérations d'extraction et dans la zone de la mine de charbon.

3. Les émissions de méthane provenant de mines de charbon à ciel ouvert en exploitation comprennent les émissions suivantes:
- a) les émissions de méthane se produisant dans la mine de charbon au cours du processus d'extraction;
 - b) les émissions de méthane se produisant lors des activités en aval des opérations d'extraction et dans la zone de la mine de charbon.

Article 20

Surveillance et établissement de rapports

1. Pour les mines de charbon souterraines, les exploitants de mines procèdent à des mesures directes et à la quantification, en continu au niveau de la source, sur tous les puits d'aérage d'évacuation. Les exploitants de mines rendent compte aux autorités compétentes des émissions de méthane par puits d'aérage et par an en kilotonnes de méthane, en utilisant un équipement et des méthodes permettant une précision de mesure affichant une tolérance de 0,5 kilotonne de méthane par an ou de 5 % des volumes déclarés, la valeur la plus faible étant retenue.
2. Les exploitants des stations de captage procèdent à des mesures directes et à la quantification, en continu au niveau de la source, des rejets totaux de méthane mis à l'évent et torché, quelles que soient les raisons de cet éventage et de ce torchage.

3. En ce qui concerne les mines de charbon à ciel ouvert, les exploitants de mines utilisent les facteurs d'émission de méthane des mines de charbon propres au gisement pour quantifier les émissions de méthane résultant des opérations d'extraction. Les exploitants de mines établissent ces facteurs d'émission sur une base trimestrielle, conformément aux normes scientifiques appropriées et compte tenu des émissions de méthane des strates avoisinantes.
4. Les mesures et la quantification prévues aux paragraphes 1, 2 et 3 sont effectuées conformément aux normes ou aux prescriptions techniques applicables établies en vertu de l'article 32. Jusqu'à la date d'application de ces normes ou prescriptions techniques, les exploitants de mines suivent les pratiques les plus récentes du secteur et utilisent les meilleures technologies disponibles pour mesurer et quantifier les émissions de méthane. Les exploitants de mines fournissent aux autorités compétentes et aux vérificateurs des informations sur les normes, y compris les normes internationales, ou les méthodes utilisées.

En ce qui concerne les mesures directes et la quantification, en continu au niveau de la source, visées aux paragraphes 1 et 2, lorsqu'une partie de l'équipement de mesure ne fonctionne pas pendant une certaine période, il est possible d'utiliser les relevés effectués au cours des périodes de fonctionnement de l'équipement pour procéder, sur une base proportionnelle, à une estimation des données pour la période pendant laquelle l'équipement ne fonctionnait pas.

L'équipement servant aux mesures directes et à la quantification, en continu au niveau de la source, visées aux paragraphes 1 et 2 fonctionne pendant plus de 90 % de la période pendant laquelle il est utilisé pour surveiller les émissions de méthane, à l'exclusion des temps d'arrêt nécessaires au réétalonnage et aux réparations.

5. Le cas échéant, les exploitants de mines évaluent les émissions de méthane en aval des opérations d'extraction du charbon en utilisant les facteurs d'émission en aval des opérations d'extraction du charbon, mis à jour chaque année, sur la base d'échantillons de charbon propres au gisement et conformément aux normes scientifiques appropriées.
6. Au plus tard le ... [12 mois à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement] et au plus tard le 31 mai de chaque année par la suite, les exploitants de mines et les exploitants de stations de captage soumettent aux autorités compétentes un rapport contenant des données sur les émissions annuelles de méthane au niveau de la source, conformément au présent article.

Ce rapport couvre la dernière année civile pour laquelle des données sont disponibles et inclut les éléments énoncés à la partie 1 de l'annexe VI pour les mines de charbon souterraines en exploitation, à la partie 2 de l'annexe VI pour les mines de charbon à ciel ouvert en exploitation et à la partie 3 de l'annexe VI pour les stations de captage.

Avant de soumettre les rapports visés au présent paragraphe aux autorités compétentes, les exploitants de mines et de stations de captage veillent à ce qu'ils soient évalués par un vérificateur et comprennent une déclaration de vérification délivrée conformément à l'article 8.

7. Les autorités compétentes mettent les rapports visés au présent article à la disposition du public et de la Commission conformément à l'article 5, paragraphe 4, dans un délai de trois mois à compter de leur présentation par les exploitants de mines.

SECTION II
ATTENUATION DES EMISSIONS DE METHANE
PROVENANT DE MINES DE CHARBON SOUTERRAINES EN EXPLOITATION

Article 21

Champ d'application

La présente section s'applique aux émissions de méthane provenant des mines de charbon souterraines visées à l'article 19, paragraphe 2.

Article 22

Mesures d'atténuation

1. Le torchage dont le niveau d'efficacité de destruction et d'élimination dès la conception est inférieur à 99 % et l'éventage du méthane des systèmes de captage sont interdits à partir du 1^{er} janvier 2025, sauf en cas d'urgence, de dysfonctionnement ou lorsque cela est inévitable et strictement nécessaire à des fins d'entretien, et à l'exception de l'éventage réalisé conformément au paragraphe 2. Dans de tels cas, les exploitants de stations de captage n'ont recours à l'éventage que lorsque le torchage n'est pas techniquement réalisable ou lorsqu'il risque de compromettre la sécurité des opérations ou du personnel. Dans une telle situation, dans le cadre des obligations de déclaration énoncées à l'article 23, les exploitants de stations de captage démontrent aux autorités compétentes la nécessité de d'avoir recours à l'éventage plutôt qu'au torchage.

2. L'éventage du méthane par des puits d'aérage dans les mines de charbon émettant plus de 5 tonnes de méthane par kilotonne de charbon extrait, autres que les mines de charbon à coke, est interdit à compter du 1^{er} janvier 2027, sauf en cas d'urgence.

L'éventage du méthane par des puits d'aérage dans les mines de charbon émettant plus de 3 tonnes de méthane par kilotonne de charbon extrait, autres que les mines de charbon à coke, est interdit à compter du 1^{er} janvier 2031, sauf en cas d'urgence.

Ces seuils s'appliquent par an, par mine et par exploitant, si une entité exploite plusieurs mines de charbon.

Les mesures prises conformément au présent paragraphe n'entraînent pas de détérioration de la sécurité des travailleurs.

3. Au plus tard le ... [3 ans à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement], la Commission adopte un acte délégué conformément à l'article 34 afin de compléter le présent règlement en fixant des restrictions concernant l'éventage du méthane provenant des puits d'aérage pour les mines de charbon à coke.
4. Sans préjudice des articles 107 et 108 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, les États membres peuvent utiliser un système d'incitations à la réduction des émissions de méthane fondé sur des redevances, des taxes ou des sanctions visées à l'article 33, afin de garantir que les exploitants de mines de charbon existantes respectent les obligations énoncées aux paragraphes 1 et 2 du présent article.

Article 23

Déclaration des événements d'éventage et de torchage

1. À partir du 1^{er} janvier 2025, les exploitants de stations de captage notifient aux autorités compétentes tous les événements d'éventage et tous les événements de torchage dont le niveau d'efficacité de destruction et d'élimination dès la conception est inférieur à 99 %:

- a) causés par une urgence ou un dysfonctionnement;
- b) se produisant inévitablement en raison de l'entretien du système de captage.

Cette notification est effectuée conformément à l'annexe VII, sans tarder après l'événement et au plus tard dans les 48 heures à compter du début de l'événement ou du moment où l'exploitant en a eu connaissance.

2. Les autorités compétentes mettent les informations qui leur sont communiquées en application du présent article à la disposition du public et de la Commission tous les ans, conformément à l'article 5, paragraphe 4.

SECTION III

ÉMISSIONS DE METHANE PROVENANT DE MINES DE CHARBON

SOUTERRAINES FERMEES ET DE MINES DE CHARBON SOUTERRAINES ABANDONNEES

Article 24

Champ d'application

La présente section s'applique aux émissions de méthane suivantes provenant de mines de charbon souterraines fermées et de mines de charbon souterraines abandonnées dans lesquelles la production de charbon a cessé après le ... [70 ans avant la date d'entrée en vigueur du présent règlement]:

- a) les émissions de méthane provenant de tous les puits d'aérage qui continuent d'émettre du méthane;
- b) les émissions de méthane provenant des équipements d'extraction de charbon dont l'utilisation a cessé;
- c) les émissions de méthane provenant d'autres sources d'émissions ponctuelles bien définies, comme précisé à la partie 1 de l'annexe VIII.

Article 25

Surveillance et établissement de rapports

1. Au plus tard le ... [12 mois à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement], les États membres établissent et mettent à la disposition du public un inventaire de toutes les mines de charbon souterraines fermées et de toutes les mines de charbon souterraines abandonnées sur leur territoire ou relevant de leur compétence dont l'exploitation a cessé après le ... [70 ans avant la date d'entrée en vigueur du présent règlement], conformément à la méthodologie figurant à la partie 1 de l'annexe VIII et comprenant au moins les éléments qui y sont énoncés.

2. À compter du ... [21 mois à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement], les émissions de méthane sont mesurées dans toutes les mines de charbon souterraines fermées et toutes les mines de charbon souterraines abandonnées dont l'exploitation a cessé après le ... [70 ans avant la date d'entrée en vigueur du présent règlement].

L'équipement de mesure est installé sur tous les éléments énumérés à la partie 1, point 1.5, de l'annexe VIII, pour lesquels il a été constaté des émissions supérieures à 0,5 tonne de méthane par an sur la base de l'inventaire visé au paragraphe 1 du présent article. Cet équipement de mesure effectue les mesures directes au niveau de la source ou les quantifications au niveau de la source conformément aux normes ou aux prescriptions techniques applicables, établies en vertu de l'article 32, au moins une fois par heure et à un niveau de qualité suffisant pour permettre une estimation représentative des émissions annuelles de méthane provenant de tous les éléments énumérés à la partie 1, point 1.5, de l'annexe VIII pour lesquels il a été constaté des émissions de méthane. Jusqu'à la date d'application de ces normes ou prescriptions techniques, les exploitants de mines suivent les pratiques les plus récentes du secteur et utilisent les meilleures technologies disponibles pour mesurer et quantifier les émissions de méthane. Les exploitants de mines fournissent aux autorités compétentes et aux vérificateurs des informations sur les normes, y compris les normes européennes ou d'autres normes internationales, les prescriptions techniques ou les méthodes utilisées.

L'équipement de mesure fonctionne pendant plus de 90 % de la période pendant laquelle il est utilisé pour surveiller les émissions de méthane, à l'exclusion des temps d'arrêt nécessaires au réétalonnage et aux réparations.

3. Si les émissions annuelles de méthane observées provenant d'un des éléments énumérés à la partie 1, point 1.5, de l'annexe VIII sont inférieurs à une tonne de méthane pendant six années consécutives dans le cas des mines de charbon souterraines ennoyées ou douze années consécutives dans le cas des mines de charbon souterraines non ennoyées, aucune autre surveillance ni déclaration n'est effectuée pour cet élément spécifique.
4. À la demande de la partie responsable, les autorités compétentes peuvent exempter les mines de charbon souterraines fermées et les mines de charbon souterraines abandonnées des exigences visées aux paragraphes 2 et 3 du présent article et à la partie 1, point 1.5, de l'annexe VIII, imposant à la partie responsable de démontrer que ces mines étaient complètement ennoyées depuis au moins dix ans avant la date de la demande.

Cette demande est accompagnée d'un rapport établi par la partie responsable. Ce rapport démontre la stabilisation des conditions hydrogéologiques ainsi que l'absence de quantités importantes d'émissions de méthane provenant de la mine de charbon concernée. Les autorités compétentes mettent ce rapport à la disposition du public conformément au droit national.

5. Lorsque les autorités compétentes reçoivent des preuves fiables de quantités importantes d'émissions de méthane provenant d'une mine de charbon souterraine fermée ou d'une mine de charbon souterraine abandonnée visée au paragraphe 4, les obligations énoncées aux paragraphes 2 et 3 s'appliquent à cette mine de charbon.
6. Les rapports contenant les estimations des données sur les émissions annuelles de méthane au niveau de la source sont soumis aux autorités compétentes au plus tard le ... [24 mois à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement] et au plus tard le 31 mai de chaque année par la suite.

Ces rapports portent sur la dernière année civile pour laquelle des données sont disponibles et comprennent les éléments figurant à la partie 2 de l'annexe VIII.

Avant d'être soumis aux autorités compétentes, les rapports visés au présent paragraphe sont évalués par un vérificateur. Ils comprennent une déclaration de vérification délivrée conformément à l'article 8.

7. Les exploitants de mines ou les États membres sont responsables du respect des exigences visées aux paragraphes 2 à 6 du présent article en ce qui concerne les mines de charbon souterraines fermées. Les États membres sont responsables du respect des exigences visées aux paragraphes 2 à 6 du présent article en ce qui concerne les mines de charbon souterraines abandonnées. En cas d'utilisations alternatives de mines de charbon souterraines abandonnées, le détenteur de l'autorisation visé à l'article 26, paragraphe 3, est responsable du respect des exigences énoncées aux paragraphes 2, 3 et 6 du présent article.
8. Les autorités compétentes mettent les rapports visés au présent article à la disposition du public et de la Commission, conformément à l'article 5, paragraphe 4, dans un délai de trois mois à compter de leur présentation par la partie responsable.

Article 26

Mesures d'atténuation

1. Sur la base de l'inventaire prévu à l'article 25, les États membres élaborent et mettent en œuvre un plan d'atténuation pour remédier aux émissions de méthane provenant des mines de charbon souterraines fermées et des mines de charbon souterraines abandonnées dont l'exploitation a cessé après le ... [70 ans avant la date d'entrée en vigueur du présent règlement].

Ce plan d'atténuation est soumis aux autorités compétentes au plus tard le ... [30 mois à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement]. Il comprend des jalons clés aux fins de sa mise en œuvre et au moins les éléments énoncés à la partie 3 de l'annexe VIII.

2. L'éventage et le torchage à partir des équipements visés à l'article 25, paragraphe 2, sont interdits à partir du 1^{er} janvier 2030, à moins que l'utilisation du méthane ou la réduction des émissions de méthane ne soit pas techniquement réalisable ou comporte des risques pour la sécurité de l'environnement, la sécurité humaine, y compris celle du personnel, ou la santé. Dans une telle situation, dans le cadre des obligations de déclaration énoncées à l'article 25, les exploitants de mines ou les États membres démontrent la nécessité d'avoir recours à l'éventage ou au torchage plutôt qu'à l'utilisation du méthane ou à la réduction des émissions de méthane.
3. Une utilisation alternative des mines de charbon souterraines abandonnées est autorisée à l'issue d'une procédure d'autorisation adaptée au type d'utilisation alternative spécifique de la mine de charbon souterraine abandonnée. Le demandeur fournit aux autorités compétentes un plan détaillé de mesures visant à éviter les émissions de méthane. Le détenteur de l'autorisation respecte les obligations en matière de surveillance, de déclaration et d'atténuation visées à l'article 25 et au présent article.
4. Sans préjudice du droit sectoriel de l'Union applicable, pour les mines de charbon souterraines fermées, les meilleures pratiques d'atténuation existantes visant à réduire les émissions de méthane sont autorisées.

Chapitre 5

Émissions de méthane provenant du pétrole brut, du gaz naturel et du charbon mis sur le marché de l'Union

Article 27

Exigences applicables aux importateurs

1. Au plus tard le ... [9 mois à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement] et au plus tard le 31 mai de chaque année par la suite, les importateurs communiquent aux autorités compétentes de l'État membre dans lequel ils sont établis les informations figurant à l'annexe IX. Lorsque les importateurs ne communiquent pas ces informations, en tout ou en partie, ils fournissent à ces autorités compétentes une solide justification pour ce manquement et énoncent les mesures qu'ils ont prises pour obtenir ces informations.

La Commission est habilitée à adopter des actes délégués conformément à l'article 34 pour modifier le présent règlement en modifiant les informations nécessaires à fournir par les importateurs.

2. Au plus tard le ... [12 mois à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement] et au plus tard le 31 août de chaque année par la suite, les États membres communiquent à la Commission les informations fournies par les importateurs.

La Commission met ces informations à disposition conformément à l'article 30.

Article 28

Équivalence des mesures de surveillance, de déclaration et de vérification

1. À compter du 1^{er} janvier 2027, les importateurs démontrent, et déclarent conformément à l'article 27, paragraphe 1, aux autorités compétentes de l'État membre dans lequel ils sont établis que les contrats conclus ou renouvelés le ... [date d'entrée en vigueur du présent règlement] ou après cette date pour la fourniture de pétrole brut, de gaz naturel ou de charbon produits en dehors de l'Union ne couvrent que le pétrole brut, le gaz naturel ou le charbon faisant l'objet de mesures de surveillance, de déclaration et de vérification appliquées au niveau du producteur qui sont équivalentes à celles prévues dans le présent règlement.
2. En ce qui concerne les contrats conclus avant le ... [date d'entrée en vigueur du présent règlement] pour la fourniture de pétrole brut, de gaz naturel ou de charbon produits en dehors de l'Union, les importateurs déploient tous les efforts raisonnables pour exiger que le pétrole brut, le gaz naturel ou le charbon fassent l'objet de mesures de surveillance, de déclaration et de vérification appliquées au niveau du producteur qui soient équivalentes à celles prévues dans le présent règlement. Ces efforts peuvent comprendre la modification de ces contrats.

À compter du 1^{er} janvier 2027, les importateurs informent chaque année les autorités compétentes de l'État membre dans lequel ils sont établis des résultats de ces efforts, dans le cadre des informations à fournir en vertu de l'article 27, paragraphe 1, et, en cas de manquement, fournissent auxdites autorités compétentes une solide justification pour ce manquement et énoncent les mesures qu'ils ont prises dans le cadre de ces efforts.

3. La Commission émet des recommandations contenant des clauses types facultatives relatives aux informations à fournir aux fins des paragraphes 1 et 2, auxquelles les importateurs qui mettent du pétrole brut, du gaz naturel et du charbon sur le marché de l'Union doivent recourir lors de la modification ou du renouvellement de contrats existants ou de la signature de nouveaux contrats de fourniture de pétrole brut, de gaz naturel et de charbon.
4. Les autorités compétentes des États membres protègent la confidentialité des informations reçues des importateurs en vertu du présent article, conformément au droit de l'Union. Les autorités compétentes communiquent ces informations à la Commission, qui en protège la confidentialité, conformément au droit de l'Union.
5. Aux fins du présent article, les mesures de surveillance, de déclaration et de vérification sont considérées comme équivalentes à celles prévues par le présent règlement dans les cas suivants:
 - a) le pétrole brut, le gaz naturel et le charbon font l'objet d'une vérification par un tiers indépendant équivalente à celle prévue aux articles 8 et 9 et le producteur établi dans un pays tiers applique:
 - i) en ce qui concerne le pétrole brut et le gaz naturel, des mesures de surveillance et de déclaration assurant la quantification des émissions de méthane équivalentes à celles prévues à l'article 12 ou à la surveillance et la déclaration au niveau 5 de l'OGMP 2.0;
 - ii) en ce qui concerne le charbon, des mesures de surveillance et de déclaration équivalentes à celles prévues à l'article 20; ou

b) le pays tiers a mis en place et applique aux producteurs et aux exportateurs établis sur son territoire et fournissant du pétrole brut, du gaz naturel ou du charbon sur le marché de l'Union un cadre réglementaire en matière de surveillance, de déclaration et de vérification qui est au moins équivalent à celui appliqué dans l'Union; en particulier, le pays tiers a démontré que ces exigences en matière de surveillance et de déclaration garantissent au moins une quantification au niveau de la source et du site et des déclarations régulières équivalentes à celles prévues à l'article 12, pour le pétrole brut et le gaz naturel, et à l'article 20, pour le charbon, et qu'une vérification efficace par un tiers indépendant, équivalente à celle prévue aux articles 8 et 9, ainsi qu'une supervision et une exécution effectives ont été mises en place.

6. Aux fins du paragraphe 5, point b), la Commission définit, par voie d'un acte d'exécution, la procédure et les exigences relatives aux éléments de preuve qu'un pays tiers doit fournir pour établir l'équivalence. Cet acte d'exécution est adopté en conformité avec la procédure d'examen visée à l'article 35, paragraphe 3.

La procédure relative à l'établissement de l'équivalence peut être engagée à la demande d'un pays tiers ou par la Commission.

La Commission dialogue activement avec tous les pays tiers exportant du pétrole brut, du gaz naturel ou du charbon vers le marché de l'Union afin d'obtenir leur accord pour engager une telle procédure, en tenant compte de la quantité importée en provenance de ces pays tiers et de leur potentiel pour réduire leurs émissions de méthane.

L'équivalence est établie par la Commission, par voie d'actes d'exécution pour chaque pays tiers concerné, uniquement lorsque le pays tiers remplit toutes les conditions énoncées au paragraphe 5, point b), du présent article et que tous les éléments de preuve requis ont été fournis. Ces actes d'exécution sont adoptés en conformité avec la procédure d'examen visée à l'article 35, paragraphe 3, du présent règlement. La Commission s'abstient d'adopter de tels actes d'exécution lorsque leur adoption contournerait les mesures restrictives adoptées en vertu de l'article 215 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne qui limitent les importations de pétrole brut, de gaz naturel ou de charbon.

L'équivalence peut être révoquée à tout moment par la Commission, par voie d'un acte d'exécution, lorsqu'un pays tiers ne respecte plus, en droit ou en pratique, les conditions énoncées au paragraphe 5, point b), du présent article pendant une période d'au moins 12 mois. Cet acte d'exécution est adopté en conformité avec la procédure d'examen visée à l'article 35, paragraphe 3. Avant d'adopter cet acte d'exécution, la Commission notifie au pays tiers ses préoccupations et lui donne la possibilité d'exprimer son point de vue.

Lorsqu'elle élabore les actes d'exécution visés au présent paragraphe, la Commission en informe le groupe de coordination pour le pétrole et les produits pétroliers, créé par la directive 2009/119/CE du Conseil²⁸, le groupe de coordination pour le gaz, créé par le règlement (UE) 2017/1938 du Parlement européen et du Conseil²⁹, et le groupe de coordination pour l'électricité, établi par la Commission, ainsi que les autres parties prenantes concernées. Ces actes d'exécution entrent en vigueur au plus tôt 30 jours civils à compter de la date de leur adoption.

7. Les importateurs sont exemptés des obligations de déclaration énoncées aux paragraphes 1 et 2 lorsqu'ils importent du pétrole brut, du gaz naturel ou du charbon d'un pays tiers pour lequel l'équivalence a été établie conformément au paragraphe 6.
8. À compter du ... [date d'entrée en vigueur du présent règlement], le cas échéant et sous réserve des procédures applicables, la Commission propose et a pour objectif que l'Union conclue des cadres de coopération avec les pays tiers en provenance desquels l'Union importe du pétrole brut, du gaz naturel ou du charbon afin de les aider à mettre en place un système de surveillance, de déclaration et de vérification équivalent à celui établi par le présent règlement. La Commission ne recommande pas de conclure de tels cadres de coopération lorsque ces cadres contourneraient les mesures restrictives adoptées en vertu de l'article 215 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne relatives aux importations de pétrole brut, de gaz naturel ou de charbon.

²⁸ Directive 2009/119/CE du Conseil du 14 septembre 2009 faisant obligation aux États membres de maintenir un niveau minimal de stocks de pétrole brut et/ou de produits pétroliers (JO L 265 du 9.10.2009, p. 9).

²⁹ Règlement (UE) 2017/1938 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2017 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant le règlement (UE) n° 994/2010 (JO L 280 du 28.10.2017, p. 1).

Article 29

Intensité de méthane de la production de pétrole brut, de gaz naturel et de charbon

1. Au plus tard le ... [4 ans à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement] et chaque année par la suite, pour les contrats de fourniture conclus ou renouvelés le ... [date d'entrée en vigueur du présent règlement] ou après cette date, les producteurs de l'Union et, en vertu de l'article 27, paragraphe 1, les importateurs de l'Union communiquent aux autorités compétentes de l'État membre dans lequel ils sont établis l'intensité de méthane de la production de pétrole brut, de gaz naturel et de charbon qu'ils ont mis sur le marché de l'Union, calculée conformément à la méthode définie en vertu du paragraphe 4 du présent article.

Pour les contrats de fourniture conclus avant le ... [date d'entrée en vigueur du présent règlement], les producteurs de l'Union et, en vertu de l'article 27, paragraphe 1, les importateurs de l'Union déploient tous les efforts raisonnables pour communiquer aux autorités compétentes de l'État membre dans lequel ils sont établis l'intensité de méthane de la production de pétrole brut, de gaz naturel et de charbon qu'ils ont mis sur le marché de l'Union, calculée conformément à la méthode définie en vertu du paragraphe 4 du présent article. À compter du ... [4 ans à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement], les producteurs et les importateurs de l'Union qui mettent du pétrole brut, du gaz naturel ou du charbon sur le marché de l'Union communiquent chaque année aux autorités compétentes de l'État membre dans lequel ils sont établis les résultats de ces efforts.

2. Au plus tard le ... [6 ans à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement] et chaque année par la suite, les producteurs et les importateurs de l'Union qui mettent du pétrole brut, du gaz naturel ou du charbon sur le marché de l'Union dans le cadre de contrats de fourniture conclus ou renouvelés après le ... [6 ans à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement] démontrent aux autorités compétentes de l'État membre dans lequel ils sont établis que l'intensité de méthane de la production de pétrole brut, de gaz naturel et de charbon qu'ils ont mis sur le marché de l'Union, calculée conformément à la méthode définie en vertu du paragraphe 4, est inférieure aux valeurs maximales d'intensité de méthane établies conformément au paragraphe 6 afin de favoriser la réduction des émissions mondiales de méthane associées à ces produits.
3. Les autorités compétentes des États membres protègent la confidentialité des informations reçues des producteurs et des importateurs de l'Union en vertu du présent article, conformément au droit de l'Union. Les autorités compétentes communiquent ces informations à la Commission, qui en protège la confidentialité, conformément au droit de l'Union.

4. Au plus tard le ... [3 ans à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement], la Commission adopte un acte délégué conformément à l'article 34 afin de compléter le présent règlement en définissant la méthode de calcul, au niveau du producteur, de l'intensité de méthane de la production de pétrole brut, de gaz naturel et de charbon mise sur le marché de l'Union. Cette méthode prend en considération différents processus de production et états des sites, ainsi que les méthodes et les meilleures pratiques internationales existantes en matière de calcul de l'intensité de méthane. Cette méthode est non discriminatoire et fondée sur des critères transparents et objectifs. Lorsqu'elle élabore ces actes délégués, la Commission en informe le groupe de coordination pour le pétrole et les produits pétroliers, le groupe de coordination pour le gaz, le groupe de coordination pour l'électricité, ainsi que d'autres parties prenantes concernées.
5. Au plus tard le ... [5 ans à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement], la Commission évalue l'incidence potentielle de différents niveaux de valeurs maximales d'intensité de méthane associées au pétrole brut, au gaz naturel et au charbon mis sur le marché de l'Union au niveau du producteur et présente un rapport au Parlement européen et au Conseil. Ce rapport comprend une évaluation de la réduction potentielle des émissions mondiales de méthane, de son incidence sur la sécurité de l'approvisionnement énergétique au niveau de l'Union et au niveau national et sur la compétitivité de l'économie de l'Union, ainsi que des éventuelles distorsions de marché au niveau mondial et régional. Ce rapport comprend également une évaluation de marché en ce qui concerne l'intensité de méthane des approvisionnements actuels et futurs de l'Union jusqu'en 2049 aussi bien dans le cadre de contrats à long terme que d'achats sur un marché au comptant. Cette évaluation vise à analyser la situation par État membre, en tenant compte des engagements contractuels souscrits avant le ... [date d'entrée en vigueur du présent règlement], des capacités en matière d'infrastructures énergétiques et des contraintes potentielles.

6. Sur la base de l'évaluation visée au paragraphe 5 ainsi que de critères objectifs, la Commission adopte des actes délégués conformément à l'article 34 afin de compléter le présent règlement en fixant les valeurs maximales d'intensité de méthane associées au pétrole brut, au gaz naturel et au charbon mis sur le marché de l'Union au niveau du producteur. Ces actes délégués sont conformes à la méthode de calcul de l'intensité de méthane de la production de pétrole brut, de gaz naturel et de charbon mise sur le marché de l'Union énoncée conformément au présent article. Ces actes délégués précisent également différentes classes d'intensité de méthane pour le pétrole brut, le gaz naturel et le charbon. Ces valeurs maximales d'intensité de méthane sont déterminées séparément pour le pétrole brut, le gaz naturel et le charbon, et couvrent la ou les classes les plus performantes. Ces valeurs maximales d'intensité de méthane et classes d'intensité de méthane tiennent compte des différents sources, processus de production et états des sites et sont fixées à des niveaux favorisant la réduction des émissions mondiales de méthane associées au pétrole brut, au gaz naturel et au charbon mis sur le marché de l'Union, tout en préservant la sécurité de l'approvisionnement énergétique au niveau de l'Union et au niveau national, en garantissant une répartition équilibrée des volumes de pétrole brut, de gaz naturel et de charbon mis sur le marché de l'Union ainsi qu'un traitement non discriminatoire, et en protégeant la compétitivité de l'économie de l'Union.

Article 30

Base de données pour la transparence sur le méthane et profils de performance du méthane

1. Au plus tard le ... [18 mois à compter de l'entrée en vigueur du présent règlement], la Commission établit et tient à jour une base de données pour la transparence sur le méthane, contenant des informations pertinentes sur les États membres et les pays tiers, les entreprises, les importateurs et les volumes de pétrole brut, de gaz naturel et de charbon mis sur le marché de l'Union, en particulier les informations qui lui sont transmises en application de l'article 12, paragraphe 8, de l'article 18, paragraphe 10, de l'article 20, paragraphe 7, de l'article 23, paragraphe 2, de l'article 25, paragraphe 8, de l'article 27, paragraphe 2, de l'article 28, paragraphe 4, et de l'article 29, paragraphe 3.
2. Outre les informations mentionnées au paragraphe 1, la base de données comprend au moins les informations suivantes:
 - a) une liste des pays tiers dans lesquels le pétrole brut, le gaz naturel ou le charbon sont produits et à partir desquels ils sont exportés vers l'Union;
 - b) pour chaque État membre ou pays tiers visé au point a), les informations suivantes:
 - i) l'existence ou non de mesures réglementaires obligatoires en ce qui concerne les émissions de méthane du secteur de l'énergie, couvrant les mesures énoncées dans le présent règlement en ce qui concerne la mesure, la déclaration, la vérification et l'atténuation des émissions de méthane du secteur de l'énergie, en particulier les restrictions concernant l'éventage et le torchage;

- ii) la signature ou non de l'accord de Paris adopté au titre de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (CCNUCC) et l'adhésion ou non à l'engagement mondial concernant le méthane;
 - iii) la présentation ou non de rapports nationaux d'inventaire conformément aux exigences de la CCNUCC, le cas échéant;
 - iv) l'inclusion ou non de la déclaration de niveau 3 des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie dans les rapports nationaux d'inventaire fournis en vertu de la CCNUCC, le cas échéant, et la mention ou non des catégories des émissions de méthane déclarées au niveau 3;
 - v) la quantité d'émissions de méthane dans le secteur de l'énergie précisée dans les rapports nationaux d'inventaire soumis en vertu de la CCNUCC, le cas échéant, et l'existence ou non d'une vérification indépendante de ces données;
 - vi) s'ils sont disponibles, les liens électroniques vers des sources de données nationales contenant des informations sur les émissions de méthane dans le secteur de l'énergie;
- c) pour chaque État membre, une liste des importateurs qui mettent du pétrole brut, du gaz naturel ou du charbon sur le marché de l'Union;

- d) pour chaque pays tiers visé au point a), les informations suivantes:
 - i) une liste des producteurs ou exportateurs de pétrole brut, de gaz naturel ou de charbon vers l'Union, selon le cas, et leur adhésion ou non à toute initiative mondiale en faveur de la réduction des émissions de méthane, telle que l'OGMP et l'initiative "Zéro torchage de routine";
 - ii) des valeurs indicatives permettant d'estimer les émissions de méthane liées au transport de pétrole brut, de gaz naturel et de charbon.

La base de données pour la transparence sur le méthane sert d'outil d'information, mis à la disposition du public gratuitement.

Il est indiqué dans la base de données pour la transparence sur le méthane si la qualité et la fiabilité des informations présentées ont été vérifiées par des tiers indépendants.

- 3. Au plus tard le ... [24 mois à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement], sur la base des informations disponibles dans la base de données pour la transparence sur le méthane, la Commission publie les profils de performance du méthane des États membres et des producteurs ou importateurs de l'Union, selon le cas, qui mettent du pétrole brut, du gaz naturel ou du charbon sur le marché de l'Union, ainsi que des pays tiers en provenance desquels l'Union importe du pétrole brut, du gaz naturel ou du charbon et des producteurs ou exportateurs de pays tiers qui les fournissent à l'Union.

4. Les profils de performance du méthane publiés conformément au paragraphe 3 sont mis à jour chaque année et contiennent au moins, selon le cas:
 - a) les émissions de méthane liées au pétrole brut, au gaz naturel et au charbon mis sur le marché de l'Union et une évaluation de la qualité des données pour les émissions de méthane déclarées, y compris le niveau de déclaration OGMP 2.0, le cas échéant;
 - b) une évaluation des efforts déployés par les producteurs ou importateurs de l'Union, ainsi que par les producteurs ou exportateurs de pays tiers, qui mettent du pétrole brut, du gaz naturel ou du charbon sur le marché de l'Union pour surveiller, déclarer et réduire les émissions de méthane, y compris par région, le cas échéant;
 - c) une analyse des événements super-émetteurs qui sont survenus dans les États membres ou dans les pays tiers en provenance desquels l'Union importe du pétrole brut, du gaz naturel ou du charbon et la manière dont ces événements ont été traités.
5. Les profils de performance du méthane publiés conformément au paragraphe 3 sont mis à la disposition du public en ligne gratuitement.
6. Le présent article s'applique sans préjudice de la directive (UE) 2016/943.

Article 31

Outil mondial de surveillance du méthane et mécanisme de réaction rapide

1. Au plus tard le ... [2 ans à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement], la Commission met en place un outil mondial de surveillance du méthane fondé sur les données satellitaires et les données fournies par plusieurs fournisseurs et services de données certifiés, y compris la composante Copernicus du programme spatial de l'Union établi par le règlement (UE) 2021/696. À cette fin, la Commission peut utiliser les outils ou cadres internationaux existants, lorsqu'ils existent.

L'outil mondial de surveillance du méthane est mis à la disposition du public et fournit régulièrement des mises à jour concernant au moins la survenance, l'ampleur et la localisation des événements à fortes émissions de méthane survenant à l'intérieur ou à l'extérieur de l'Union.

2. Au plus tard le ... [18 mois à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement], la Commission établit un mécanisme de réaction rapide pour traiter les événements super-émetteurs.

La Commission notifie rapidement tout événement super-émetteur détecté à l'État membre ou au pays tiers sous la juridiction duquel l'événement a eu lieu, selon le cas. Lorsque cela est réalisable, la Commission le notifie également au producteur lié à la source ou à l'ensemble de sources liées émettant du méthane. Cette notification comprend une demande invitant à fournir rapidement des informations supplémentaires sur l'événement super-émetteur et les mesures correctives prises ou prévues pour en atténuer l'incidence ou mettre un terme à l'événement, y compris le délai dans lequel ces mesures doivent être mises en place. La Commission prend tous les contacts nécessaires pour obtenir et vérifier les informations reçues en lien avec l'événement, y compris, le cas échéant, en coopération avec les organisations internationales compétentes. À cette fin, la Commission peut utiliser les outils ou cadres internationaux existants, lorsqu'ils existent.

3. La Commission propose d'établir, au nom de l'Union, des dialogues bilatéraux avec les pays tiers en provenance desquels l'Union importe du pétrole brut, du gaz naturel ou du charbon, dans le but de mettre en place un cadre d'échange d'informations et un système de détection et d'alerte précoces visant à détecter et à se signaler mutuellement la survenance d'événements super-émetteurs et les mesures correctives prises ou prévues en vue de prévenir ces événements ou d'y mettre un terme. Ces dialogues visent également à recenser les moyens d'accélérer la réduction des émissions de méthane du secteur de l'énergie et, si nécessaire, peuvent être l'occasion d'échanger de bonnes pratiques et des conseils pour mettre en place des mesures de surveillance, de déclaration, de vérification et de réduction équivalentes à celles établies dans le présent règlement.

La Commission ne propose pas d'établir des dialogues bilatéraux avec des pays tiers lorsque ces dialogues contourneraient les mesures restrictives adoptées en vertu de l'article 215 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne relatives aux importations de pétrole brut, de gaz naturel et de charbon.

4. Sur la base du suivi effectué dans le contexte des dialogues visés aux paragraphes 2 et 3, la Commission tient le Parlement européen et le Conseil informés des notifications d'événements super-émetteurs et de la mise en œuvre de mesures correctives dans l'Union et dans les pays tiers en provenance desquels l'Union importe du pétrole brut, du gaz naturel ou du charbon, ainsi que de toute incidence potentielle sur la sécurité de l'approvisionnement énergétique au niveau de l'Union et au niveau national.
5. Le présent article s'applique sans préjudice de la directive (UE) 2016/943.

Chapitre 6

Dispositions finales

Article 32

Normes et prescriptions techniques

1. Conformément à l'article 10, paragraphes 1 à 5, du règlement (UE) n° 1025/2012, la Commission demande à une ou plusieurs organisations européennes de normalisation d'élaborer des normes européennes pour:
 - a) la mesure et la quantification des émissions de méthane visés à l'article 12, paragraphe 5;
 - b) les enquêtes LDAR visées à l'article 14, paragraphe 1;
 - c) les équipements visés à l'article 15, paragraphes 3 et 5;
 - d) la quantification des émissions de méthane visée à l'article 18, paragraphe 3; et
 - e) la mesure et la quantification des émissions de méthane visés à l'article 20, paragraphe 4, et à l'article 25, paragraphe 2.

Dès réception d'un projet de norme élaboré par une organisation européenne de normalisation, la Commission évalue sa conformité avec la demande de normalisation concernée, avec le présent règlement et avec d'autres dispositions applicables du droit de l'Union.

La Commission est habilitée à adopter des actes délégués conformément à l'article 34 afin de compléter le présent règlement en fixant des normes obligatoires, ou des parties de celles-ci, comme mentionné dans le présent paragraphe.

2. Lorsqu'aucun acte délégué n'a été adopté conformément au paragraphe 1 du présent article, la Commission est habilitée à adopter des actes délégués conformément à l'article 34 afin de compléter le présent règlement en établissant des prescriptions techniques obligatoires, ou des parties de celles-ci, aux fins:

- a) de la mesure et de la quantification des émissions de méthane visées à l'article 12, paragraphe 5;
- b) des enquêtes LDAR visées à l'article 14, paragraphe 1;
- c) des équipements visés à l'article 15, paragraphes 3 et 5;
- d) de la quantification des émissions de méthane visée à l'article 18, paragraphe 3; et
- e) de la mesure et de la quantification des émissions de méthane visées à l'article 20, paragraphe 4, et à l'article 25, paragraphe 2.

La Commission ne peut adopter ces actes délégués que si elle a adressé une demande de normalisation à une ou plusieurs organisations européennes de normalisation et que l'une des conditions suivantes est remplie:

- a) la demande n'a pas été acceptée;
- b) les normes demandées n'ont pas été élaborées dans le délai fixé;

- c) les normes élaborées par les organisations européennes de normalisation ne sont pas conformes à la demande; ou
- d) les normes élaborées par les organisations européennes de normalisation sont jugées insuffisantes pour couvrir, en tout ou en partie, les exigences du présent règlement.

Article 33

Sanctions

1. Les États membres déterminent le régime des sanctions applicables aux violations du présent règlement et prennent toutes les mesures nécessaires pour assurer la mise en œuvre de ces sanctions.

Les sanctions ainsi prévues doivent être effectives, proportionnées et dissuasives et comportent au moins:

- a) des amendes proportionnées aux dommages environnementaux et à l'impact sur la sécurité humaine et la santé, fixées à un niveau qui:
 - i) prive au moins les responsables des avantages économiques découlant de l'infraction de manière efficace; et
 - ii) augmente progressivement pour les infractions graves répétées;
- b) des astreintes pour contraindre les exploitants, les entreprises, les exploitants de mines ou les importateurs à mettre fin à une infraction, à se conformer à une décision ordonnant l'adoption de mesures correctives, à fournir des informations ou à se soumettre à une inspection, selon le cas.

Au plus tard le ... [12 mois à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement], les États membres informent la Commission du régime ainsi déterminé et des mesures ainsi prises, de même que, sans tarder, de toute modification apportée ultérieurement à ce régime ou à ces mesures.

2. Les États membres veillent, conformément au droit national, à ce que les autorités compétentes aient le pouvoir d'imposer au moins les sanctions administratives et mesures administratives ci-après en cas d'infractions à l'article 12, à l'article 14, paragraphe 14, à l'article 16, paragraphe 2, à l'article 20, à l'article 23, paragraphe 1, à l'article 27, paragraphe 1, à l'article 28, paragraphes 1 et 2, et à l'article 29, paragraphes 1 et 2, à condition qu'elles ne compromettent pas la sécurité de l'approvisionnement énergétique:
- a) adopter une décision ordonnant à la personne de mettre fin à l'infraction;
 - b) ordonner la confiscation du montant des profits obtenus du fait de ces infractions ou des pertes que ces infractions ont permis d'éviter, s'ils peuvent être déterminés;
 - c) délivrer un avertissement ou une communication au public;
 - d) adopter une décision imposant des astreintes;
 - e) adopter une décision imposant des amendes administratives.

Dans le cas d'une personne morale, le montant des amendes administratives visées au point e) n'excède pas 20 % du chiffre d'affaires annuel de l'exercice précédent. Dans le cas d'une personne physique, le montant de ces amendes n'excède pas 20 % des revenus annuels de l'année civile précédente.

3. Lorsque le système juridique de l'État membre ne prévoit pas d'amendes administratives, des amendes peuvent être imposées par les juridictions nationales compétentes à la demande des autorités compétentes. Ces amendes sont effectives et ont un effet équivalent à celui des amendes administratives imposées par les autorités administratives.
4. Dans l'exercice des pouvoirs qui leur sont conférés par le présent article, les autorités compétentes coopèrent étroitement pour faire en sorte que leurs pouvoirs soient exercés et que les sanctions administratives et les mesures administratives qu'elles imposent soient conçues et appliquées de manière efficace et cohérente dans l'ensemble de l'Union.
5. Les infractions suivantes, au moins, font l'objet de sanctions:
 - a) manquement des exploitants, des entreprises, des exploitants de mines ou des importateurs à l'obligation de fournir aux autorités compétentes ou aux vérificateurs l'assistance nécessaire pour l'exercice de leurs fonctions conformément au présent règlement;
 - b) manquement des exploitants ou des exploitants de mines, à l'obligation de prendre les mesures prévues dans les rapports d'inspection visés à l'article 6, paragraphes 5 et 6;
 - c) manquement des exploitants ou des exploitants de mines à l'obligation de soumettre les rapports sur les émissions de méthane requis par l'article 12, l'article 18, paragraphe 3, l'article 20 et l'article 25, paragraphe 6, y compris la déclaration de vérification délivrée par un vérificateur indépendant conformément à l'article 8, paragraphe 4;
 - d) manquement des exploitants à l'obligation de soumettre un programme LDAR conformément à l'article 14, paragraphe 1, ou de réaliser une enquête LDAR conformément à l'article 14, paragraphes 2, 5 et 6;

- e) manquement des exploitants à l'obligation de réparer ou remplacer des composants, de soumettre les composants à un contrôle permanent et d'enregistrer les fuites conformément à l'article 14, paragraphes 8 à 13;
- f) manquement des exploitants à l'obligation de soumettre un rapport conformément à l'article 14, paragraphe 14;
- g) éventage ou torchage, y compris le torchage systématique, par les exploitants ou exploitants de mines, excepté dans les situations prévues à l'article 15, paragraphes 2 et 3, à l'article 22, paragraphes 1 et 2, et à l'article 26, paragraphe 2;
- h) absence de démonstration, par les exploitants ou exploitants de mines, de la nécessité d'avoir recours à l'éventage plutôt qu'au torchage et de la nécessité d'avoir recours au torchage plutôt qu'à la réinjection du méthane, à son utilisation sur place, à son stockage en vue d'une utilisation ultérieure ou à son acheminement vers un marché, dans le cas des exploitants, ou plutôt qu'à l'utilisation ou à l'atténuation, dans le cas des exploitants de mines, conformément à l'article 15, paragraphes 4 et 6, à l'article 22, paragraphes 1 et 2, et à l'article 26, paragraphe 2;
- i) manquement des exploitants à l'obligation de remplacer ou d'utiliser des équipements d'éventage conformément à l'article 15, paragraphes 5 et 7;
- j) absence de notification ou de déclaration, par les exploitants ou les exploitants de mines, des événements d'éventage et des événements de torchage conformément à l'article 16, à l'article 23, paragraphe 1, et à l'article 26, selon le cas;
- k) utilisation de torchères ou de dispositifs de combustion non conformes aux exigences énoncées aux articles 17, 22 et 23;

- l) manquement de la partie responsable à l'obligation d'appliquer des mesures d'atténuation conformément à l'article 18, paragraphes 6 et 9;
 - m) manquement des importateurs à l'obligation de fournir les informations requises conformément à l'article 27, paragraphe 1, et à l'annexe IX;
 - n) manquement des importateurs à l'obligation de fournir les informations requises conformément à l'article 28, paragraphes 1 et 2;
 - o) manquement des producteurs ou importateurs de l'Union à l'obligation de fournir les informations requises conformément à l'article 29, paragraphes 1 et 2;
 - p) non-respect par les producteurs ou importateurs de l'Union des valeurs maximales d'intensité de méthane énoncées dans les actes délégués adoptés conformément à l'article 29, paragraphe 6.
6. Lorsque les conditions énoncées à l'article 15, paragraphe 8, sont remplies, les États membres envisagent de diminuer les sanctions imposées aux exploitants ou de ne pas en imposer pendant la période de mise en œuvre jugée nécessaire par les autorités nationales.
7. Les États membres prennent au moins en considération les critères indicatifs suivants pour l'imposition de sanctions, selon le cas:
- a) la durée ou les effets dans le temps, la nature et la gravité de l'infraction;
 - b) toute mesure prise par l'exploitant, l'entreprise, l'exploitant de mine ou l'importateur pour atténuer ou réparer le dommage en temps utile;

- c) le fait que l'infraction a été commise délibérément ou par négligence;
- d) toute infraction antérieure ou répétée commise par l'exploitant, l'entreprise, l'exploitant de mine ou l'importateur;
- e) les avantages économiques obtenus ou les pertes évitées, directement ou indirectement, par l'exploitant, l'entreprise, l'exploitant de mine ou l'importateur du fait de l'infraction, si les données pertinentes sont disponibles;
- f) la taille de l'exploitant, de l'entreprise, de l'exploitant de mine ou de l'importateur;
- g) le degré de coopération avec les autorités;
- h) la manière dont les autorités ont eu connaissance de l'infraction, notamment si, et dans quelle mesure, l'exploitant, l'entreprise, l'exploitant de mine ou l'importateur a notifié l'infraction en temps utile;
- i) toute autre circonstance aggravante ou atténuante applicable au cas concerné, y compris les actions de tiers.

8. Les États membres publient chaque année des informations sur le type et l'ampleur des sanctions imposées en vertu du présent règlement, les infractions et les exploitants, entreprises, exploitants de mines ou importateurs auxquels les sanctions ont été infligées.

Le cas échéant, ces informations sont communiquées conformément à l'article 22 de la directive (UE) .../... du Parlement européen et du Conseil³⁰⁺.

Article 34

Exercice de la délégation

1. Le pouvoir d'adopter des actes délégués conféré à la Commission est soumis aux conditions fixées au présent article.
2. Le pouvoir d'adopter des actes délégués visé à l'article 22, paragraphe 3, à l'article 27, paragraphe 1, à l'article 29, paragraphes 4 et 6, et à l'article 32, est conféré à la Commission pour une période de cinq ans à compter du ... [date d'entrée en vigueur du présent règlement] et est tacitement prorogée pour des périodes d'une durée identique.
3. La délégation de pouvoir prévue à l'article 22, paragraphe 3, à l'article 27, paragraphe 1, à l'article 29, paragraphes 4 et 6, et à l'article 32 peut être révoquée à tout moment par le Parlement européen ou le Conseil. La décision de révocation met fin à la délégation de pouvoir qui y est précisée. La révocation prend effet le jour suivant celui de la publication de ladite décision au Journal officiel de l'Union européenne ou à une date ultérieure qui est précisée dans ladite décision. Elle ne porte pas atteinte à la validité des actes délégués déjà en vigueur.

³⁰ Directive (UE) .../... du Parlement européen et du Conseil du ... relative à la protection de l'environnement par le droit pénal et remplaçant les directives 2008/99/CE et 2009/123/CE (JO L ..., ELI: ...).

⁺ JO: veuillez insérer le numéro dans le texte et compléter la note de bas de page correspondante pour le PE-CONS 82/23 (2021/0422 (COD)).

4. Avant l'adoption d'un acte délégué, la Commission consulte les experts désignés par chaque État membre, conformément aux principes définis dans l'accord interinstitutionnel du 13 avril 2016 "Mieux légiférer".
5. Aussitôt qu'elle adopte un acte délégué, la Commission le notifie au Parlement européen et au Conseil simultanément.
6. Un acte délégué adopté en vertu de l'article 22, paragraphe 3, de l'article 27, paragraphe 1, de l'article 29, paragraphes 4 et 6, ou de l'article 32 n'entre en vigueur que si le Parlement européen ou le Conseil n'a pas exprimé d'objections dans un délai de deux mois à compter de la notification de cet acte au Parlement européen et au Conseil ou si, avant l'expiration de ce délai, le Parlement européen et le Conseil ont tous deux informé la Commission de leur intention de ne pas exprimer d'objections. Ce délai est prolongé de deux mois à l'initiative du Parlement européen ou du Conseil.

Article 35

Comité

1. La Commission est assistée par le comité de l'union de l'énergie institué par l'article 44 du règlement (UE) 2018/1999. Ledit comité est un comité au sens du règlement (UE) n° 182/2011.
2. Lorsqu'il est fait référence au présent paragraphe, l'article 4 du règlement (UE) n° 182/2011 s'applique.

3. Lorsqu'il est fait référence au présent paragraphe, l'article 5 du règlement (UE) n° 182/2011 s'applique.

Article 36

Surveillance, réexamen et rapports de la Commission

1. La Commission surveille et examine l'application du présent règlement et soumet, au plus tard le 1^{er} janvier 2028 et tous les cinq ans par la suite, un rapport au Parlement européen et au Conseil.
2. Le rapport visé au paragraphe 1 examine notamment ce qui suit:
 - a) l'efficacité et l'efficience du présent règlement pour ce qui est de fixer des règles transparentes et précises en matière de mesure, de déclaration et de vérification ainsi que de réduire les émissions de méthane associées à la production de pétrole brut, de gaz naturel et de charbon mise sur le marché de l'Union;
 - b) si cela est réalisable, le niveau de réduction des émissions de méthane associées à la production de pétrole brut, de gaz naturel et de charbon mise sur le marché de l'Union atteint grâce au présent règlement;
 - c) si des mesures supplémentaires ou alternatives sont nécessaires pour favoriser et accélérer la réduction d'émissions de méthane dans la chaîne de valeur du pétrole brut, du gaz naturel et du charbon mis sur le marché de l'Union afin de soutenir l'objectif de l'Union de parvenir à un niveau nul d'émissions nettes de gaz à effet de serre d'ici à 2050 ainsi que ses engagements au titre de l'accord de Paris.

Ce réexamen tient compte de la législation pertinente de l'Union dans des domaines connexes. S'il y a lieu, la Commission présente au Parlement européen et au Conseil une proposition législative avec son rapport, en tenant compte de la législation pertinente de l'Union dans des domaines connexes.

3. Aux fins du présent article, la Commission peut demander des informations aux États membres et aux autorités compétentes et tient compte notamment des informations fournies par les États membres dans leurs plans nationaux intégrés en matière d'énergie et de climat, dans les mises à jour de ces derniers et dans leurs rapports d'avancement nationaux en matière d'énergie et de climat conformément au règlement (UE) 2018/1999.

Article 37
Modification du règlement (UE) 2019/942

À l'article 15 du règlement (UE) 2019/942, le paragraphe suivant est ajouté:

- "8. Tous les trois ans, l'ACER, après avoir consulté les États membres, établit et met à la disposition du public un ensemble d'indicateurs et de valeurs de référence correspondantes pour la comparaison des coûts d'investissement unitaires liés à la mesure, à la quantification, à la surveillance, à la déclaration, à la vérification et à la réduction, y compris l'éventage et le torchage, des émissions de méthane pour des projets comparables. Elle émet des recommandations sur les indicateurs et les valeurs de référence pour les coûts d'investissement unitaires aux fins du respect des obligations prévues au règlement (UE) .../... du Parlement européen et du Conseil^{*}, comme le prévoit l'article 3 dudit règlement.

^{*} Règlement (UE) .../... du Parlement européen et du Conseil du ... concernant la réduction des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie et modifiant le règlement (UE) 2019/942 (JO L ..., ELI: ...)⁺."

⁺ JO: prière d'insérer le numéro dans le texte et la date d'adoption et la référence au présent règlement (2021/0423 (COD)) dans la note de bas de page.

Article 38

Entrée en vigueur

Le présent règlement entre en vigueur le vingtième jour suivant celui de sa publication au *Journal officiel de l'Union européenne*.

Le présent règlement est obligatoire dans tous ses éléments et directement applicable dans tout État membre.

Fait à Bruxelles, le

Par le Parlement européen

La présidente

Par le Conseil

Le président/La présidente

ANNEXE I

Enquêtes sur la détection et la réparation des fuites visées à l'article 14

Partie 1

Fréquence des enquêtes LDAR

1. Pour tous les composants en surface et souterrains, à l'exclusion des réseaux de distribution et de transport, les enquêtes LDAR sont effectuées à la fréquence minimale suivante:

Type d'enquête LDAR	Type de composant	Fréquence
Enquête LDAR de type 1	Station de compression Stockage souterrain Installation de GNL Station de régulation et de comptage	4 mois
	Station de vanne	9 mois
Enquête LDAR de type 2	Station de compression Stockage souterrain Installation de GNL Station de régulation et de comptage	8 mois
	Station de vanne	18 mois

Type d'enquête LDAR	Type de matériau	Fréquence
Enquête LDAR de type 1	Tôle bitumée	3 mois
	Fonte grise	
	Amiante (asbeste)	6 mois
	Fonte ductile	
	Acier non protégé	9 mois
	Cuivre	
	Polyéthylène	15 mois
	PVC	
	Acier protégé	
Enquête LDAR de type 2	Tôle bitumée	6 mois
	Fonte grise	
	Amiante (asbeste)	12 mois
	Fonte ductile	
	Acier non protégé	18 mois
	Polyéthylène	
	PVC	
	Cuivre	
	Acier protégé	30 mois

Lorsque le type de matériau ne peut être déterminé, il convient d'utiliser la fréquence la plus élevée pour le type d'enquête LDAR concerné.

2. Pour tous les composants des réseaux de distribution et de transport, les enquêtes LDAR sont effectuées à la fréquence minimale suivante:

Type d'enquête LDAR	Type de composant	Fréquence
Enquête LDAR de type 1 (pression de conception > 16 bars)	Station de compression	4 mois
	Station de régulation et de comptage	
	Station de vanne	9 mois
Enquête LDAR de type 2 (pression de conception > 16 bars)	Station de compression	8 mois
	Station de régulation et de comptage	
	Station de vanne	18 mois
Enquête LDAR de type 2 (pression de conception ≤ 16 bars)	Station de régulation et de comptage	9 mois
	Station de vanne	21 mois

Type d'enquête LDAR	Type de matériau	Fréquence de l'enquête
Enquête LDAR de type 1 (pression de conception > 16 bars)	Fonte grise Tôle bitumée	3 mois
	Amiante (asbeste) Fonte ductile	6 mois
	Acier non protégé Cuivre	12 mois
	Polyéthylène PVC Acier protégé	24 mois
Enquête LDAR de type 2 (pression de conception > 16 bars)	Fonte grise Tôle bitumée	6 mois
	Amiante (asbeste) Fonte ductile	12 mois
	Acier non protégé Cuivre	24 mois
	Polyéthylène PVC Acier protégé	36 mois
Enquête LDAR de type 2 (pression de conception ≤ 16 bars)	Fonte grise Tôle bitumée	6 mois
	Amiante (asbeste) Fonte ductile	12 mois
	Acier non protégé Cuivre	24 mois
	Polyéthylène PVC Acier protégé	36 mois

Lorsque le type de matériau ne peut être déterminé, il convient d'utiliser la fréquence la plus élevée pour le type d'enquête LDAR concerné.

Les enquêtes LDAR peuvent être réalisées selon une approche en deux étapes: premièrement à distance et, uniquement lorsqu'une fuite est détectée, par une deuxième détection aussi proche que possible de la source.

Pour les conduites en acier protégé souterraines ou situées au-dessous du niveau de la mer dont la pression de conception est supérieure à 16 bars, les exploitants assurent également une gestion préventive de l'intégrité des conduites, fondée sur les risques, afin de prévenir toute fuite conformément aux normes européennes ou à la législation nationale en matière de gestion de l'intégrité des conduites applicables. La gestion préventive de l'intégrité des conduites comprend une surveillance constante du débit, de la composition des fluides, de la pression et de la température du gaz transporté dans le système afin de s'assurer que ces paramètres correspondent aux spécifications applicables en matière d'intégrité des conduites, ainsi que de localiser la source des émissions potentielles de méthane et d'estimer celles-ci. En tenant compte des résultats de cette gestion préventive de l'intégrité des gazoducs, l'autorité compétente peut approuver une fréquence différente pouvant aller jusqu'à 36 mois pour une enquête LDAR de type 1 et à 48 mois pour une enquête LDAR de type 2.

3. Pour tous les composants offshore, les enquêtes LDAR sont effectuées à la fréquence minimale suivante:

Type d'enquête LDAR	Type de composant	Fréquence
Enquête LDAR de type 1	Composants offshore au-dessus du niveau de la mer	12 mois
	Composants offshore au-dessous du niveau de la mer	24 mois
	Composants offshore au-dessous des fonds marins	36 mois
Enquête LDAR de type 2	Composants offshore au-dessus du niveau de la mer	24 mois

4. Pour tous les autres composants, les enquêtes LDAR de type 1 sont effectuées tous les six mois et les enquêtes LDAR de type 2 sont effectuées tous les douze mois.

Partie 2

Exigences en matière d'information concernant les dispositifs utilisés pour les enquêtes LDAR

Dans le cadre du programme LDAR visé à l'article 14, paragraphe 1, les exploitants doivent fournir ce qui suit:

1. des informations sur le dispositif fournies par le fabricant;
2. des informations sur les capacités de détection des fuites, la fiabilité et les limites des dispositifs, y compris, mais sans s'y limiter, la capacité d'identifier des fuites ou des emplacements spécifiques, les limites de détection et toute restriction d'utilisation, ainsi que des données justificatives;
3. une description des modalités d'utilisation du dispositif: où, quand et comment il sera utilisé.

ANNEXE II

Calendriers de réparation et de surveillance des fuites visés à l'article 14

Calendrier de réparation

Le calendrier de réparation comporte au moins les éléments suivants:

- 1) l'inventaire et l'identification de tous les composants qui ont été contrôlés;
- 2) les résultats de l'inspection établissant si une perte de méthane a été détectée et, dans l'affirmative, l'ampleur de la perte;
- 3) en ce qui concerne les composants dont il a été constaté, dans le cadre d'une enquête LDAR, que les émissions atteignent ou dépassent les seuils fixés à l'article 14, paragraphe 8, une indication quant à savoir si une réparation ou un remplacement a été ou non effectué au cours de l'enquête LDAR et, dans la négative, la raison de l'absence de réparation ou de remplacement, compte tenu des éléments pouvant justifier un retard de réparation ou de remplacement visés à l'article 14, paragraphe 9; et le calendrier de réparation indiquant la date de réparation ou de remplacement;
- 4) en ce qui concerne les composants dont il a été constaté, lors d'une précédente enquête LDAR, que les émissions étaient inférieures aux seuils fixés à l'article 14, paragraphe 8, mais que ces émissions atteignaient ou dépassaient ces seuils au cours de la surveillance mise en place après l'enquête LDAR, afin de vérifier si l'ampleur de la perte de méthane a évolué, une indication quant à savoir si la réparation ou le remplacement a été ou non effectué immédiatement et, dans la négative, la raison de l'absence de réparation ou de remplacement, compte tenu des éléments pouvant justifier un retard de réparation ou de remplacement visés à l'article 14, paragraphe 9, et le calendrier de réparation indiquant la date de réparation ou de remplacement.

Ce calendrier de réparation est suivi d'un calendrier de surveillance post-réparation afin d'indiquer quand les réparations ou les remplacements ont été effectivement effectués.

Calendrier de surveillance

Le calendrier de surveillance comporte au moins les éléments suivants:

- 1) l'inventaire et l'identification de tous les composants qui ont été contrôlés;
- 2) les résultats de l'inspection établissant si une perte de méthane a été détectée et, dans l'affirmative, l'ampleur de la perte;
- 3) en ce qui concerne les composants dont il a été constaté, lors d'une précédente enquête LDAR, que les émissions atteignent ou dépassent les seuils fixés à l'article 14, paragraphe 8, des informations sur la réparation ou le remplacement effectué et les résultats de la surveillance post-réparation pour vérifier si la réparation ou le remplacement a été fructueux;
- 4) en ce qui concerne les composants dont il a été constaté, lors d'une précédente enquête LDAR, que les émissions étaient inférieures aux seuils fixés à l'article 14, paragraphe 8, les résultats de la surveillance mise en place après l'enquête LDAR afin de vérifier si l'ampleur de la perte de méthane a évolué, et les recommandations fondées sur ces résultats.

ANNEXE III

Déclaration des événements d'éventage et de torchage visée à l'article 16

Les exploitants notifient aux autorités compétentes au moins les informations ci-après concernant les événements d'éventage et de torchage:

- 1) nom de l'exploitant;
- 2) emplacement, nom et type d'actif;
- 3) équipement concerné;
- 4) date(s) et heure(s) auxquelles l'événement a été découvert ou a commencé et a pris fin;
- 5) quantification du volume de méthane mis à l'évent ou torché;
- 6) niveau d'efficacité de destruction et d'élimination dès la conception et type de torchère ou autre dispositif de combustion utilisé;
- 7) cause et nature de l'événement;
- 8) mesures prises pour limiter la durée et l'ampleur de l'événement;
- 9) mesures correctives prises pour éliminer la cause de ce type d'événements et empêcher leur récurrence;
- 10) résultats des inspections, à effectuer une fois toutes les deux semaines, des torchères ou d'autres dispositifs de combustion et des systèmes de surveillance à distance ou automatisés, selon le cas, effectuées conformément à l'article 17, en particulier lorsqu'une irrégularité a été constatée;
- 11) décision de remplacement de l'équipement d'éventage et calendrier de remplacement, le cas échéant.

ANNEXE IV

Inspections des torchères et d'autres dispositifs de combustion

Les inspections des torchères ou d'autres dispositifs de combustion comprennent une inspection auditive, visuelle et olfactive complète, y compris une inspection visuelle externe des torchères ou des autres dispositifs de combustion, une écoute pour déceler les pertes de pression et fuites de liquide, et la recherche olfactive d'odeurs inhabituelles et fortes.

Les observations suivantes figurent dans le rapport:

- 1) dans le cas de torchères ou d'autres dispositifs de combustion allumés: le fait de savoir si la combustion est considérée comme adéquate ou inadéquate;
- 2) dans le cas de torchères ou d'autres dispositifs de combustion éteints: le fait de savoir si la torchère éteinte est munie d'un conduit d'évacuation de gaz; lorsque la torchère ou un autre dispositif de combustion est équipé d'un système de surveillance à distance ou automatisé, les émissions de méthane sont calculées sur la base du débit et du méthane non brûlé dans le cas où un conduit d'évacuation de gaz est présent.

Aux fins du point 1), on entend par combustion inadéquate une combustion dont les émissions visibles dépassent cinq minutes au total sur toute période de deux heures consécutives ou, dans le cas d'une torchère ou d'un autre dispositif de combustion équipé d'un système de surveillance à distance ou automatisé, une combustion dont les émissions visibles dépassent cinq minutes au total sur toute période de deux heures consécutives enregistrées en direct.

ANNEXE V

Inventaires des puits inactifs, des puits temporairement bouchés et des puits définitivement bouchés et abandonnés, et plans d'atténuation pour ceux-ci, visés à l'article 18.

Partie 1

1. Les inventaires des puits inactifs, des puits temporairement bouchés et des puits définitivement bouchés et abandonnés comportent au moins les éléments suivants:
 - a) nom et adresse de l'exploitant, du propriétaire ou du concessionnaire, le cas échéant;
 - b) nom, type et localisation du puits ou du site de puits, en précisant s'il s'agit d'un puits inactif, d'un puits temporairement bouché ou d'un puits définitivement bouché et abandonné;
 - c) lorsque cela est réalisable, carte indiquant les limites du puits ou du site de puits;
 - d) résultats de la quantification des émissions de méthane dans l'air et dans l'eau effectuée.

2. Les inventaires des puits inactifs, des puits temporairement bouchés et des puits définitivement bouchés et abandonnés peuvent comporter les éléments suivants:
 - a) dates du forage initial et de la dernière opération;
 - b) orientation (verticale, horizontale et oblique);
 - c) profondeur totale du puits;
 - d) mention indiquant si des événements notables sont survenus au cours du processus de forage, tel que des jaillissements;

- e) mention indiquant si le puits est entré en contact avec du gaz contenant des quantités importantes de composés soufrés (gaz acide) ou des quantités infimes de composés soufrés (gaz non corrosif);
- f) données sismiques disponibles pour le puits dans les 1 000 mètres supérieurs de sa trajectoire avec un rayon de 1 000 mètres;
- g) rapport d'évaluation le plus récent sur l'intégrité du puits;
- h) mention indiquant si le puits est un puits d'exploration ou de production;
- i) mention indiquant si le puits est entré en contact avec des poches de gaz peu profondes, des zones de gaz peu profondes ou des zones de perte de circulation;
- j) mention indiquant si le puits est situé onshore (indiquer s'il s'agit d'une zone urbaine, rurale ou autre) ou offshore (indiquer la profondeur d'eau);
- k) dans le cas de puits offshore, informations relatives à tout état des fonds marins susceptible de favoriser la migration du méthane vers le haut à travers la colonne d'eau;
- l) informations sur l'état du puits en ce qui concerne son cycle de vie (actif, inactif, trou de fond bouché, surface déclassée, etc.);
- m) mention indiquant si le tampon de fermeture du puits associé à un puits déclassé comporte ou non un événement.

3. En ce qui concerne les puits définitivement bouchés et abandonnés, les inventaires comprennent également:

- a) les dernières mesures ou quantifications connues des émissions de méthane dans l'air et dans l'eau, le cas échéant;

- b) des informations montrant que l'autorité compétente concernée a attesté que le puits ou le site de puits en question remplit les critères énoncés à l'article 2, point 40);
- c) une documentation permettant de démontrer qu'il n'y a pas d'émissions de méthane provenant du puits ou du site de puits, y compris une quantification fondée sur le facteur d'émission ou sur un échantillonnage, ou des éléments de preuve fiables attestant de l'isolation permanente de subsurface conformément à la norme ISO 16530-1:2017:
 - i) pour tous les puits définitivement bouchés et abandonnés le ... [30 ans avant la date d'entrée en vigueur du présent règlement] ou après cette date;
 - ii) si elle est disponible, pour tous les puits définitivement bouchés et abandonnés avant le ... [30 ans avant la date d'entrée en vigueur du présent règlement].

Partie 2

Les plans d'atténuation pour les puits inactifs et les puits temporairement bouchés comportent au moins les éléments suivants:

- 1) le calendrier de la prise en charge de chaque puits inactif et puits temporairement bouché, y compris les actions à réaliser;
- 2) le nom et l'adresse de l'exploitant, du propriétaire ou du concessionnaire du puits inactif ou du puits temporairement bouché, selon le cas;
- 3) la date prévue de la fin des travaux de dépollution, de réhabilitation ou de bouchage des puits inactifs et des puits temporairement bouchés.

ANNEXE VI

Rapports concernant les mines de charbon en exploitation visés à l'article 20

Partie 1

Les rapports relatifs aux mines de charbon souterraines en exploitation comprennent au moins les éléments suivants:

- 1) nom et adresse de l'exploitant de mine;
- 2) adresse de la mine de charbon;
- 3) tonnage de chaque type de charbon produit par la mine de charbon;
- 4) pour tous les puits d'aérage utilisés par la mine de charbon:
 - a) nom (le cas échéant);
 - b) période d'exploitation, si elle diffère de la période couverte par le rapport;
 - c) coordonnées;
 - d) finalité (admission, échappement);
 - e) spécifications techniques de l'équipement de mesure utilisé pour mesurer et quantifier les émissions de méthane et conditions de fonctionnement optimales spécifiées par le fabricant;
 - f) proportion du temps pendant laquelle l'équipement de mesure en continu était en fonctionnement;

- g) référence aux normes ou aux prescriptions techniques applicables pour:
 - la position du point de prélèvement de l'équipement de mesure du méthane;
 - la mesure des débits;
 - la mesure des concentrations de méthane;
 - h) émissions de méthane enregistrées par l'équipement de mesure en continu (en tonnes);
 - i) émissions de méthane enregistrées par échantillonnage mensuel (en tonnes/heure), comprenant des informations concernant:
 - les dates d'échantillonnage;
 - le procédé d'échantillonnage;
 - le relevé des conditions atmosphériques (pression, température, humidité) enregistrées à une distance appropriée pour refléter les conditions dans lesquelles fonctionne l'équipement de mesure en continu;
 - j) lorsque la mine de charbon communique avec une autre mine de charbon par tout moyen permettant un flux d'air entre elles, nom de cette autre mine de charbon;
- 5) facteurs d'émission en aval des opérations d'extraction et description de la méthode utilisée pour leur calcul;
- 6) émissions en aval des opérations d'extraction (en tonnes).

Partie 2

Les rapports relatifs aux mines de charbon à ciel ouvert en exploitation comprennent au moins les éléments suivants:

- 1) nom et adresse de l'exploitant de mine;
- 2) adresse de la mine de charbon;
- 3) tonnage de chaque type de charbon produit par la mine de charbon;
- 4) carte de tous les gisements exploités par la mine de charbon, indiquant les limites de ces gisements;
- 5) pour chaque gisement de charbon:
 - a) nom (le cas échéant);
 - b) période d'exploitation, si elle diffère de la période couverte par le rapport;
 - c) description de la méthode expérimentale utilisée pour déterminer les émissions de méthane dues aux activités minières, incluant le choix de la méthode pour comptabiliser les émissions de méthane provenant des strates environnantes;
- 6) facteurs d'émission en aval des opérations d'extraction et description de la méthode utilisée pour leur calcul;
- 7) émissions en aval des opérations d'extraction.

Partie 3

Les rapports relatifs aux stations de captage comportent au moins les éléments suivants:

- 1) nom et adresse de l'exploitant de mine;
 - 2) tonnage de méthane transporté par un système de captage pour une ou plusieurs mines, par mine;
 - 3) tonnage de méthane mis à l'évent;
 - 4) tonnage de méthane torché;
 - 5) niveau d'efficacité de destruction et d'élimination dès la conception de la torchère ou d'un autre dispositif de combustion;
 - 6) utilisation du méthane capté.
-

ANNEXE VII

Rapports relatifs aux événements d'éventage et de torchage dans les stations de captage visés à l'article 23

Les exploitants des stations de captage déclarent aux autorités compétentes au moins les éléments suivants concernant les événements d'éventage et de torchage:

- 1) nom et adresse de l'exploitant de la station de captage;
 - 2) moment où l'événement a été détecté;
 - 3) cause de l'événement;
 - 4) justification du recours à l'éventage plutôt qu'au torchage, le cas échéant;
 - 5) tonnage de méthane mis à l'évent ou torché, ou une estimation si la quantification n'est pas possible.
-

ANNEXE VIII

Inventaires, rapports et plans d'atténuation relatifs aux mines de charbon souterraines fermées
et aux mines de charbon souterraines abandonnées visés aux articles 24, 25 et 26

Partie 1

1. Pour chaque site, l'inventaire des mines de charbon souterraines fermées et des mines de charbon souterraines abandonnées visé aux articles 24 et 25 comprend au moins les éléments suivants:
 - 1.1. nom et adresse de l'exploitant, du propriétaire ou du concessionnaire, le cas échéant;
 - 1.2. adresse du site;
 - 1.3. carte indiquant les limites de la mine de charbon;
 - 1.4. plans des ouvrages miniers et statut de ceux-ci;
 - 1.5. résultats de la mesure directe à la source ou de la quantification aux sources d'émissions ponctuelles suivantes:
 - a) tous les puits d'aérage utilisés par la mine de charbon lorsqu'elle était en exploitation, en mentionnant:
 - i) les coordonnées du puits d'aérage;
 - ii) le nom du puits d'aérage (le cas échéant);
 - iii) l'état de scellement et la méthode de scellement, si connus;

- b) les conduits d'aération non utilisés;
 - c) les puits de captage des gaz non utilisés;
 - d) les autres sources d'émissions ponctuelles potentielles enregistrées.
2. Les mesures prévues au point 1.5 sont effectuées conformément aux principes suivants:
- 2.1. les mesures sont effectuées à une pression atmosphérique permettant de détecter les fuites potentielles de méthane, et conformément aux normes scientifiques appropriées;
 - 2.2. les mesures sont effectuées à l'aide d'un équipement assurant une précision de mesure d'au moins 0,5 tonne par an;
 - 2.3. les mesures sont accompagnées d'informations sur:
 - a) la date de la mesure;
 - b) la pression atmosphérique;
 - c) les caractéristiques techniques de l'équipement utilisé pour la mesure;
 - 2.4. afin d'éviter un double comptage, les puits d'aérage utilisés historiquement par deux mines de charbon ou plus sont assignés à une seule mine de charbon.

Partie 2

Le rapport visé à l'article 25, paragraphe 6, comprend les éléments suivants:

1. nom et adresse de l'exploitant, du propriétaire ou du concessionnaire, le cas échéant;
2. adresse du site;
3. émissions de méthane provenant de toutes les sources d'émission ponctuelles visées dans la partie 1, y compris:
 - a) le type de source d'émission ponctuelle;
 - b) les caractéristiques techniques de l'équipement de mesure et de la méthode utilisés pour estimer les émissions de méthane, y compris la sensibilité;
 - c) la proportion du temps pendant laquelle l'équipement de mesure était en fonctionnement;
 - d) la concentration de méthane enregistrée par l'équipement de mesure;
 - e) l'estimation des émissions de méthane provenant de la source d'émission ponctuelle.

Partie 3

1. Le plan d'atténuation visé à l'article 26, paragraphe 1, comprend au moins les éléments suivants:
 - 1.1. une liste de toutes les sources d'émissions ponctuelles visées dans la partie 1;

- 1.2. faisabilité technique d'une atténuation des émissions de méthane au niveau du site, sur la base des sources d'émission ponctuelles;
 - 1.3. calendrier d'une atténuation des émissions de méthane sur chaque site;
 - 1.4. évaluation de l'efficacité des projets de collecte de méthane dans une mine de charbon abandonnée, lorsqu'ils sont mis en œuvre.
2. Le plan d'atténuation peut comprendre un aperçu des pratiques d'atténuation utilisées pour réduire les émissions de méthane, notamment le développement de projets de stockage géothermique et de chaleur dans les mines de charbon ennoyées, les applications hydroélectriques dans les mines de charbon non ennoyées, la capture du méthane par dégazage, l'utilisation de dispositifs de dégazage liés à la sécurité, l'utilisation de gaz de mine comme ressource énergétique, ou l'endiguement de l'eau de mine et d'autres utilisations possibles.
-

ANNEXE IX

Informations à fournir par les importateurs conformément à l'article 27, paragraphe 1,
à l'article 28, paragraphes 1, 2 et 3, et à l'article 29, paragraphe 1

Les importateurs fournissent les informations suivantes:

- 1) nom et adresse de l'exportateur et, s'ils diffèrent, nom et adresse du producteur;
- 2) pays et régions tiers exportateurs, classés au niveau 1 de la nomenclature des unités territoriales statistiques de l'Union (NUTS), où les produits ont été produits, et pays et régions, classés au niveau 1 de NUTS, à travers lesquels les produits ont transité jusqu'à leur mise sur le marché de l'Union;
- 3) en ce qui concerne le pétrole brut et le gaz naturel, informations indiquant si le producteur ou l'exportateur, selon le cas, effectue des mesures et des quantifications au niveau de la source et du site, si ces données font l'objet d'une vérification par un tiers indépendant, s'il déclare ou non ses émissions de méthane, soit de manière indépendante, soit dans le cadre des engagements de communiquer les inventaires nationaux de gaz à effet de serre conformément aux exigences de la CCNUCC, et si elles respectent les exigences de la CCNUCC en matière de déclaration ou les normes OGMP 2.0; copie du dernier rapport sur les émissions de méthane, comprenant, le cas échéant, les informations prévues à l'article 12, paragraphe 4, lorsqu'elles sont fournies dans ce rapport; et méthode de quantification (niveaux de la CCNUCC ou niveaux OGMP 2.0, par exemple) utilisée dans le rapport pour chaque type d'émissions de méthane;

- 4) en ce qui concerne le pétrole brut et le gaz naturel, informations indiquant si le producteur ou l'exportateur, selon le cas, applique des mesures réglementaires ou volontaires pour contrôler ses émissions de méthane, y compris des mesures telles que des enquêtes LDAR ou des mesures visant à contrôler et à limiter les événements d'éventage et de torchage, y compris une description de ces mesures, ainsi que, s'ils sont disponibles, les rapports pertinents relatifs aux enquêtes LDAR et aux événements d'éventage et de torchage survenus au cours de la dernière année civile pour laquelle des données sont disponibles;
- 5) en ce qui concerne le charbon, informations indiquant si le producteur ou l'exportateur, selon le cas, effectue des mesures et des quantifications des émissions de méthane au niveau de la source, si ces émissions de méthane sont calculées et quantifiées conformément à l'annexe VI, si ces données font l'objet d'une vérification par un tiers indépendant, s'il déclare ses émissions de méthane, soit de manière indépendante, soit dans le cadre des engagements de communiquer les inventaires nationaux de gaz à effet de serre conformément aux exigences de la CCNUCC, et si ces déclarations sont conformes aux exigences de la CCNUCC en matière de déclaration ou à une norme européenne ou une autre norme internationale en matière de surveillance, de déclaration et de vérification des émissions de méthane; copie du dernier rapport sur les émissions de méthane, comprenant, le cas échéant, les informations prévues à l'article 20, paragraphe 6; et méthode de quantification (niveaux de la CCNUCC, par exemple) utilisée dans le rapport pour chaque type d'émissions de méthane;
- 6) en ce qui concerne le charbon, informations indiquant si le producteur ou l'exportateur applique ou non des mesures réglementaires ou volontaires pour maîtriser ses émissions de méthane, notamment des mesures visant à maîtriser et à limiter les événements d'éventage et de torchage, et, le cas échéant, les volumes de méthane mis à l'évent et torché calculés pour chaque mine de charbon au moins au cours de la dernière année civile, ainsi que les plans d'atténuation existants pour chaque mine de charbon, accompagnée d'une description de ces mesures, y compris, le cas échéant, les rapports relatifs aux événements d'éventage et de torchage survenus au cours de la dernière année civile pour laquelle des données sont disponibles;

- 7) nom de l'entité qui a effectué la vérification par un tiers indépendant des rapports visés aux points 3) et 5), le cas échéant;
- 8) informations visées à l'article 28, paragraphe 1 ou 2, selon le cas, montrant que le pétrole brut, le gaz naturel ou le charbon fait l'objet, au niveau des producteurs, de mesures de surveillance, de déclaration et de vérification équivalentes à celles prévues dans le présent règlement pour les contrats conclus ou renouvelés le ... [date d'entrée en vigueur du présent règlement] ou après cette date, et informations sur les efforts déployés pour faire en sorte que le pétrole brut, le gaz naturel ou le charbon fournis dans le cadre de contrats conclus avant le ... [date d'entrée en vigueur du présent règlement] fasse l'objet, au niveau des producteurs, de mesures de surveillance, de déclaration et de vérification équivalentes à celles prévues dans le présent règlement;
- 9) informations indiquant si les clauses types visées à l'article 28, paragraphe 3, sont utilisées dans les contrats de fourniture, précisant lesquelles;
- 10) informations au titre de l'article 29, paragraphe 1, concernant l'intensité de méthane de la production de pétrole brut, de gaz naturel et de charbon mise sur le marché de l'Union dans le cadre des contrats de fourniture pertinents.
