

▼B**RÈGLEMENT D'EXÉCUTION (UE) 2018/2066 DE LA COMMISSION****du 19 décembre 2018****relatif à la surveillance et à la déclaration des émissions de gaz à effet de serre au titre de la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil et modifiant le règlement (UE) n° 601/2012 de la Commission****(Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE)**

CHAPITRE I

DISPOSITIONS GÉNÉRALES

SECTION 1

*Objet et définitions***▼M5***Article premier*

Le présent règlement établit des règles en ce qui concerne:

- i) à compter du 1^{er} janvier 2021 et pour les périodes d'échanges ultérieures, la surveillance et la déclaration des émissions de gaz à effet de serre et des données d'activité au titre de la directive 2003/87/CE pour la période d'échanges du système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne;
- ii) à compter du 1^{er} janvier 2025, la surveillance et la déclaration des effets hors CO₂ de l'aviation au titre de l'article 14 de la directive 2003/87/CE.

Article 2

Le présent règlement s'applique à la surveillance et à la déclaration des émissions de gaz à effet de serre liées aux activités visées aux annexes I et III de la directive 2003/87/CE, aux données d'activité des installations fixes, aux activités aériennes, y compris aux effets hors CO₂ de l'aviation, ainsi qu'aux quantités de combustibles mis à la consommation dans le cadre des activités visées à l'annexe III de ladite directive.

Il s'applique:

- i) à compter du 1^{er} janvier 2021, aux émissions, aux données d'activité et aux quantités de combustibles mis à la consommation;
- ii) à compter du 1^{er} janvier 2025, aux effets hors CO₂ de l'aviation.

La surveillance et la déclaration des effets hors CO₂ de l'aviation à partir de 2025 couvrent tous les effets hors CO₂ des activités aériennes énumérées à l'annexe I de la directive impliquant un aéroport situé dans l'EEE. Toutefois, en ce qui concerne la surveillance et la déclaration

▼ M5

des effets hors CO₂ de l'aviation survenant en 2025 et 2026, cette déclaration n'est requise que pour les liaisons entre deux aérodrômes situés dans l'EEE et les liaisons au départ d'un aérodrôme situé dans l'EEE et à destination de la Suisse ou du Royaume-Uni. En ce qui concerne les années 2025 et 2026, les effets hors CO₂ de l'aviation résultant d'autres vols peuvent être déclarés sur une base volontaire.

▼ B*Article 3***Définitions**

Aux fins du présent règlement, on entend par:

- 1) «données d'activité»: la quantité de combustible ou de matière consommée ou produite par un procédé qui convient pour la méthode de surveillance fondée sur le calcul, exprimée en térajoules, en masse en tonnes ou, pour les gaz, en volume en normomètres cubes, suivant le cas;
- 2) «période d'échanges»: une période visée à l'article 13 de la directive 2003/87/CE;

▼ M4**▼ B**

- 4) «flux»:
 - a) un type particulier de combustible, matière première ou produit dont la consommation ou la production donne lieu à des émissions des gaz à effet de serre concernés à partir d'une ou plusieurs sources d'émission;

▼ M5

- b) dans le cas d'une méthode du bilan massique conformément à l'article 25 du présent règlement, l'un des éléments suivants:

- i) un type particulier de combustible, matière première ou produit contenant du carbone;
- ii) le CO₂ transféré conformément à l'article 49 du présent règlement;

▼ B

- 5) «source d'émission»: une partie séparément identifiable d'une installation ou un procédé mis en œuvre dans une installation, à partir desquels sont émis les gaz à effet de serre concernés, ou, dans le cas des activités aériennes, un aéronef;
- 6) «incertitude»: un paramètre associé au résultat de la détermination d'une grandeur et exprimé en pourcentage, qui caractérise la dispersion des valeurs qui pourraient raisonnablement être attribuées à la grandeur en question, compte tenu des effets de facteurs aussi bien systématiques qu'aléatoires, et qui décrit un intervalle de confiance autour de la valeur moyenne dans lequel sont comprises 95 % des valeurs estimées, compte tenu d'une éventuelle asymétrie de la distribution des valeurs;

▼ M5

- 7) «facteurs de calcul»: le pouvoir calorifique inférieur, le facteur d'émission, le facteur d'émission préliminaire, le facteur d'oxydation, le facteur de conversion, la teneur en carbone, la fraction fossile, la fraction issue de la biomasse, la fraction issue de la biomasse dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro, la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé, la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro, la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone, la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro, la fraction dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro ou le facteur de conversion d'unité;

▼ M4

- 8) «niveau»: une exigence définie, servant à déterminer les données d'activité, les facteurs de calcul, les émissions annuelles et la moyenne horaire annuelle des émissions, la quantité de combustible mis à la consommation, ainsi que le facteur de champ d'application;
- 9) «risque inhérent»: le risque qu'un paramètre de la déclaration d'émissions annuelle comporte des inexactitudes qui, prises isolément ou cumulées avec d'autres, peuvent être importantes, indépendamment de l'effet de toute activité de contrôle correspondante;
- 10) «risque de carence de contrôle»: le risque qu'un paramètre de la déclaration d'émissions annuelle comporte des inexactitudes qui, prises isolément ou cumulées avec d'autres, peuvent être importantes et qui ne seront pas évitées ou décelées et corrigées en temps utile par le système de contrôle;

▼ B

- 11) «émissions de combustion»: les émissions de gaz à effet de serre survenant lors de la réaction exothermique d'un combustible avec l'oxygène;

▼ M4

- 12) «période de déclaration»: l'année civile au cours de laquelle les émissions doivent être surveillées et déclarées;
- 13) «facteur d'émission»: le taux moyen d'émission d'un gaz à effet de serre rapporté aux données d'activité d'un flux ou d'un flux de combustible, dans l'hypothèse d'une oxydation complète dans le cas de la combustion et d'une conversion complète pour toutes les autres réactions chimiques;

▼ B

- 14) «facteur d'oxydation»: le rapport entre le carbone oxydé en CO₂ du fait de la combustion, et le carbone total contenu dans le combustible, exprimé sous forme de fraction, le monoxyde de carbone (CO) émis dans l'atmosphère étant considéré comme la quantité molaire équivalente de CO₂;

▼ M5

- 15) «facteur de conversion»: la quantité de carbone émise sous forme de CO₂ rapportée à la quantité totale de carbone contenue dans le flux avant que le processus d'émission ne débute, exprimée sous forme de fraction, le monoxyde de carbone (CO) émis dans l'atmosphère étant considéré comme la quantité molaire équivalente de CO₂; Dans le cas des émissions de CO₂ considéré comme étant devenu chimiquement lié, de manière permanente, à un produit, le facteur de conversion désigne la quantité de CO₂ qui a été liée, sous forme de carbone, à un produit pendant un procédé à la quantité totale de CO₂ contenue sous forme de carbone dans un produit à la sortie de ce procédé;

▼ B

- 16) «précision»: le degré de concordance entre le résultat d'une mesure et la valeur réelle de la grandeur à mesurer ou une valeur de référence déterminée de manière empirique au moyen de matériels d'étalonnage et de méthodes normalisées reconnus à l'échelle internationale et traçables, compte tenu à la fois des facteurs aléatoires et systématiques;
- 17) «étalonnage»: l'ensemble des opérations qui déterminent, dans des conditions données, les rapports entre les valeurs indiquées par un instrument ou un système de mesure, ou les valeurs représentées par une mesure matérialisée ou un matériel de référence, et les valeurs correspondantes d'une grandeur découlant d'une norme de référence;
- 18) «vol»: un vol au sens du point 1. 1 de l'annexe de la décision 2009/450/CE;
- 19) «passagers»: les personnes se trouvant à bord de l'aéronef durant un vol, à l'exception des membres de l'équipage qui sont en service;

▼ M4

- 20) «prudent»: un ensemble d'hypothèses défini de manière à éviter toute sous-estimation des émissions annuelles;

▼ M1

- 21) «biomasse»: la fraction biodégradable des produits, des déchets et des résidus d'origine biologique provenant de l'agriculture, y compris les substances végétales et animales, de la sylviculture et des industries connexes, y compris la pêche et l'aquaculture, ainsi que la fraction biodégradable des déchets, y compris les déchets industriels et municipaux d'origine biologique;
- 21 *bis*) «combustibles issus de la biomasse»: les combustibles solides et gazeux produits à partir de la biomasse;
- 21 *ter*) «biogaz»: les combustibles gazeux produits à partir de la biomasse;
- 21 *quater*) «déchets»: tout déchet tel qu'il est défini à l'article 3, point 1), de la directive 2008/98/CE, à l'exclusion des substances qui ont été délibérément modifiées ou contaminées pour répondre à cette définition;

▼ M4

- 21 *quater bis*) «déchets municipaux»: les déchets municipaux au sens de l'article 3, point 2 *ter*), de la directive 2008/98/CE;

▼ M1

- 21 *quinquies*) «résidu»: une substance qui n'est pas le ou les produits finis qu'un procédé de production cherche directement à produire; il ne s'agit pas de l'objectif premier du procédé de production et celui-ci n'a pas été délibérément modifié pour l'obtenir;
- 21 *sexies*) «résidus de l'agriculture, de l'aquaculture, de la pêche et de la sylviculture»: les résidus qui sont directement générés par l'agriculture, l'aquaculture, la pêche et la sylviculture, et qui n'incluent pas les résidus issus d'industries connexes ou de la transformation;

▼ B

- 22) «bioliquide»: un combustible liquide destiné à des usages énergétiques autres que le transport, y compris la production d'électricité, le chauffage et le refroidissement, et produit à partir de la biomasse;

▼ M1

- 23) «biocarburants»: les combustibles liquides utilisés pour le transport et produits à partir de la biomasse;

▼ M4

- 23 *bis*) «carburant d'aviation admissible»: les types de carburant pouvant bénéficier du soutien visé à l'article 3 *quater*, paragraphe 6, de la directive 2003/87/CE;

▼ M5

- 23 *ter*) «carburants d'aviation de substitution»: les carburants d'aviation purs contenant du carbone autres que ceux provenant des combustibles fossiles purs énumérés dans le tableau 1 de l'annexe III du présent règlement;
- 23 *quater*) «facteur d'émission égal à zéro»: le mécanisme par lequel le facteur d'émission d'un combustible ou d'une matière est réduit afin de tenir compte:
- a) dans le cas de la biomasse, de sa conformité avec les critères de durabilité ou de réduction des émissions de gaz à effet de serre prévus à l'article 29, paragraphes 2 à 7 et 10, de la directive (UE) 2018/2001, comme précisé à l'article 38, paragraphe 5, du présent règlement;
 - b) dans le cas des carburants renouvelables d'origine non biologique ou des carburants à base de carbone recyclé, de leur conformité avec les critères de réduction des émissions de gaz à effet de serre prévus à l'article 29 *bis* de la directive (UE) 2018/2001, comme précisé à l'article 39 *bis*, paragraphe 3, du présent règlement;
 - c) dans le cas des carburants de synthèse à faible teneur en carbone, de leur conformité avec les critères de réduction des émissions de gaz à effet de serre prévus à l'article 2, point 13), de la directive (UE) 2024/1788 concernant des règles communes pour les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène; et de la restitution préalable des quotas au titre de la directive 2003/87/CE pour le carbone capté nécessaire à la production des carburants de synthèse à faible teneur en carbone, comme spécifié à l'article 39 *bis*, paragraphe 4, du présent règlement, à moins que le carbone capté n'ait un facteur d'émission considéré comme égal à zéro au sens de l'article 3, point 38 *septies*);
- 23 *quinquies*) «carburants dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro»: les biocarburants, les bioliquides, les combustibles issus de la biomasse, les carburants de synthèse à faible teneur en carbone, les carburants renouvelables d'origine non biologique ou carburants à base de carbone recyclé ou les fractions des combustibles ou matières mixtes qui satisfont aux critères énoncés à l'article 38, paragraphe 5 ou à l'article 39 *bis*, paragraphes 3 et 4, du présent règlement, le cas échéant;
- 23 *sexies*) «carburants à base de carbone recyclé», les carburants à base de carbone recyclé au sens de l'article 2, point 35), de la directive (UE) 2018/2001;
- 23 *septies*) «carburants renouvelables d'origine non biologique»: les carburants renouvelables d'origine non biologique au sens de l'article 2, point 36), de la directive (UE) 2018/2001;

▼ **M5**

- 23 *octies*) «carburant pur»: un carburant sous forme pure ne contenant qu'une des fractions suivantes:
- i) fraction fossile;
 - ii) fraction issue de la biomasse dont le facteur d'émission n'est pas considéré comme égal à zéro;
 - iii) fraction de la biomasse dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro;
 - iv) fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé dont le facteur d'émission n'est pas considéré comme égal à zéro;
 - v) fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro;
 - vi) fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone dont le facteur d'émission n'est pas considéré comme égal à zéro;
 - vii) fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro;
 - viii) fraction de carburants contenant du carbone autres que ceux provenant des combustibles fossiles énumérés dans le tableau 1 de l'annexe III du présent règlement ou de la biomasse, des carburants renouvelables d'origine non biologique, des carburants à base de carbone recyclé ou des carburants de synthèse à faible teneur en carbone;
- 23 *nonies*) «carburants de synthèse à faible teneur en carbone»: les carburants gazeux et liquides dont la valeur énergétique est dérivée d'hydrogène bas carbone au sens de l'article 2, point 13), de la directive (UE) 2024/1788, qui respectent le niveau de réduction des émissions de gaz à effet de serre de 70 % par rapport au combustible fossile de référence pour les carburants renouvelables d'origine non biologique énoncé dans la méthode adoptée en vertu de l'article 29 *bis*, paragraphe 3, de la directive (UE) 2018/2001, tels que certifiés conformément à l'article 9 de la directive (UE) 2024/1788;

▼ **B**

- 24) «contrôle métrologique légal»: le contrôle des fonctions de mesurage aux fins de l'application d'un instrument de mesure, pour des raisons d'intérêt, de santé, de sécurité et d'ordre publics, de protection de l'environnement, de perception de taxes et de droits, de protection des consommateurs et de loyauté des transactions commerciales;
- 25) «erreur maximale tolérée»: l'erreur de mesure tolérée spécifiée à l'annexe I et dans les annexes spécifiques par instrument de la directive 2014/32/UE du Parlement européen et du Conseil ⁽¹⁾, ou dans la réglementation nationale relative au contrôle métrologique légal, selon le cas;
- 26) «activités de gestion du flux de données»: les activités liées à l'acquisition, au traitement et à la gestion des données qui sont nécessaires pour établir une déclaration d'émissions à partir de données issues de sources primaires.
- 27) «tonne de CO_{2(e)}»: une tonne métrique de CO₂ ou de CO₂ ^(e);
- 28) «CO_{2(e)}»: tout gaz à effet de serre, autre que le CO₂, visé à l'annexe II de la directive 2003/87/CE, dont le potentiel de réchauffement planétaire équivaut à celui du CO₂;

⁽¹⁾ Directive 2014/32/UE du Parlement européen et du Conseil du 26 février 2014 relative à l'harmonisation des législations des États membres concernant la mise à disposition sur le marché d'instruments de mesure (JO L 96 du 29.3.2014, p. 149).

▼ B

- 29) «système de mesure»: un ensemble complet d'instruments de mesure et d'autres équipements, tels que les équipements d'échantillonnage et de traitement des données, utilisé pour déterminer des variables telles que les données d'activité, la teneur en carbone, le pouvoir calorifique ou le facteur d'émission des émissions de gaz à effet de serre;
- 30) «pouvoir calorifique inférieur» (PCI): la quantité spécifique d'énergie libérée sous forme de chaleur lors de la combustion complète d'un combustible ou d'une matière en présence d'oxygène dans des conditions normalisées, compte non tenu de la chaleur de vaporisation de l'eau éventuellement formée;
- 31) «émissions de procédé»: les émissions de gaz à effet de serre autres que les émissions de combustion résultant de réactions intentionnelles et non intentionnelles entre les substances ou de leur transformation, telles que la réduction chimique ou électrolytique des minerais métalliques, la décomposition thermique des substances et la fabrication de substances destinées à être utilisées en tant que produits ou matières de base;
- 32) «combustible marchand ordinaire»: les combustibles marchands normalisés au niveau international dont l'intervalle de confiance à 95 % est de 1 % maximum pour le pouvoir calorifique déclaré, tels que le gazole, le fioul léger, l'essence, le pétrole lampant, le kérosène, l'éthane, le propane, le butane, le kérosène (jet A1 ou jet A), le carburateur large coupe (jet B) et l'essence aviation (AvGas);
- 33) «lot»: une quantité de combustible ou de matière échantillonnée de manière représentative et caractérisée et transférée en un seul chargement ou de manière continue pendant une période de temps donnée;

▼ M5

- 34) «combustible mixte»: un combustible contenant au moins deux des éléments suivants:
- i) du carbone issu de la biomasse;
 - ii) du carbone provenant d'un carburant renouvelable d'origine non biologique ou d'un carburant à base de carbone recyclé;
 - iii) du carbone provenant de carburants de synthèse à faible teneur en carbone;
 - iv) un autre carbone fossile;
- ou contenant à la fois du carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro et un autre carbone;
- 34 *bis*) «carburant d'aviation mixte»: un carburant contenant au moins deux différents carburants purs;

▼ B

- 35) «matière mixte»: une matière contenant à la fois de la biomasse et du carbone fossile;

▼ M5

- 36) «facteur d'émission préliminaire»: le facteur d'émission total présumé d'un combustible ou d'une matière, évalué d'après sa teneur totale en carbone avant multiplication par la fraction fossile pour donner le facteur d'émission;

▼ B

- 37) «fraction fossile»: la part de carbone fossile dans la quantité totale de carbone contenue dans un combustible ou une matière, exprimée sous la forme d'une fraction;

▼ M5

- 38) fraction issue de la biomasse: la part de carbone issu de la biomasse dans la quantité totale de carbone contenue dans un combustible ou une matière, exprimée sous la forme d'une fraction, indépendamment du respect par la biomasse des critères visés à l'article 38, paragraphe 5, du présent règlement;
-
- 38 *ter*) «fraction de la biomasse dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro»: la part de carbone issu de la biomasse satisfaisant aux critères énoncés à l'article 38, paragraphe 5, du présent règlement dans la quantité totale de carbone contenue dans un combustible ou une matière, exprimée sous la forme d'une fraction;
- 38 *quater*) «fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé»: la part de carbone issu d'un carburant renouvelable d'origine non biologique ou d'un carburant à base de carbone recyclé dans la quantité totale de carbone contenue dans un combustible, exprimée sous la forme d'une fraction, indépendamment du respect par ce carburant renouvelable d'origine non biologique ou carburant à base de carbone recyclé des critères visés à l'article 39 *bis*, paragraphe 3, du présent règlement;
- 38 *quinquies*) «fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro»: la part de carbone issu d'un carburant renouvelable d'origine non biologique ou d'un carburant à base de carbone recyclé satisfaisant aux critères énoncés à l'article 39 *bis*, paragraphe 3, du présent règlement dans la quantité totale de carbone contenue dans un combustible, exprimée sous la forme d'une fraction;
- 38 *sexies*) «fraction de carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro»:
- i) pour un combustible, la somme de sa fraction de la biomasse dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro, de sa fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro et de sa fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro, sans double comptabilisation d'un quelconque carbone;
 - ii) pour une matière, sa fraction de la biomasse dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro;
- 38 *septies*) «carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro»: le carbone contenu dans un combustible ou une matière relevant de la fraction de carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro du combustible ou de la matière en question;
- 38 *octies*) «fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone»: la part de carbone issu d'un carburant de synthèse à faible teneur en carbone dans la quantité totale de carbone contenue dans un combustible, exprimée sous la forme d'une fraction, indépendamment du respect par ce carburant de synthèse à faible teneur en carbone des critères visés à l'article 39 *bis*, paragraphe 4, du présent règlement;
- 38 *nonies*) «fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro»: la part de carbone issu d'un carburant de synthèse à faible teneur en carbone satisfaisant aux critères énoncés à l'article 39 *bis*, paragraphe 4, du présent règlement dans la quantité totale de carbone contenue dans un combustible;

▼ B

- 39) «méthode du bilan énergétique»: une méthode permettant d'évaluer la quantité d'énergie utilisée comme combustible dans une chaudière, calculée en additionnant la chaleur utilisable et l'ensemble des pertes d'énergie survenant par rayonnement et transmission, ainsi que par l'intermédiaire des effluents gazeux;
- 40) «mesure continue des émissions»: un ensemble d'opérations ayant pour but de déterminer la valeur d'une grandeur au moyen de mesures périodiques sous la forme de mesures in situ au niveau de la cheminée ou de procédures extractives au moyen d'un instrument de mesure situé à proximité de la cheminée, à l'exclusion des méthodes de mesure fondées sur le prélèvement d'échantillons isolés dans la cheminée;
- 41) «CO₂ intrinsèque»: le CO₂ qui entre dans la composition d'un flux;

▼ M5

- 42) «carbone fossile»: le carbone inorganique et le carbone organique qui n'est pas un carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro;

▼ B

- 43) «point de mesure»: la source d'émission pour laquelle des systèmes de mesure continue des émissions (SMCE) sont utilisés pour mesurer les émissions, ou la section d'un pipeline pour laquelle le débit de CO₂ est déterminé au moyen de systèmes de mesure continue;
- 44) «documentation de masse et centrage»: la documentation indiquée dans les textes internationaux ou nationaux mettant en œuvre les normes et pratiques recommandées (Standards and Recommended Practices, SARP) définies à l'annexe 6 de la convention relative à l'aviation civile internationale, signée à Chicago le 7 décembre 1944, et précisées à l'annexe IV, sous-partie C, section 3, du règlement (UE) n° 965/2012 de la Commission ⁽¹⁾, ou dans les réglementations internationales équivalentes en vigueur;
- 45) «distance»: la distance orthodromique entre l'aérodrome de départ et l'aérodrome d'arrivée, qui s'ajoute à un facteur fixe de 95 km;
- 46) «aérodrome de départ»: l'aérodrome dans lequel débute un vol constituant une activité aérienne visée à l'annexe I de la directive 2003/87/CE;
- 47) «aérodrome d'arrivée»: l'aérodrome dans lequel se termine un vol constituant une activité aérienne visée à l'annexe I de la directive 2003/87/CE;

▼ M4**▼ B**

- 49) «émissions fugitives»: les émissions irrégulières ou non intentionnelles à partir de sources qui ne sont pas localisées ou qui sont trop disparates ou trop petites pour faire l'objet d'une surveillance individuelle;
- 50) «aérodrome»: un aérodrome au sens du point 1. 2 de l'annexe de la décision 2009/450/CE;
- 51) «paire d'aérodromes»: la paire constituée de l'aérodrome de départ et de l'aérodrome d'arrivée;
- 52) «conditions standard»: une température de 273,15 K et une pression de 101 325 Pa définissant des normomètres cubes (Nm³);
- 53) «site de stockage»: un site de stockage au sens de l'article 3, point 3, de la directive 2009/31/CE;

⁽¹⁾ Règlement (UE) n° 965/2012 de la Commission déterminant les exigences techniques et les procédures administratives applicables aux opérations aériennes conformément au règlement (CE) n° 216/2008 du Parlement européen et du Conseil (JO L 296 du 25.10.2012, p. 1).

▼ B

54) «captage du CO₂»: l'activité consistant à capter, dans les flux de gaz, le CO₂ qui serait sinon émis, aux fins de son transport et de son stockage géologique dans un site de stockage autorisé en vertu de la directive 2009/31/CE;

▼ M5

55) «transport du CO₂»: le transport du CO₂ aux fins de son stockage géologique dans un site de stockage agréé au titre de la directive 2009/31/CE;

▼ B

56) «stockage géologique du CO₂»: le stockage géologique du CO₂ au sens de l'article 3, paragraphe 1, de la directive 2009/31/CE;

57) «émissions de purge»: les émissions délibérément rejetées hors d'une installation grâce à la mise en place d'un point d'émission défini;

58) «récupération assistée des hydrocarbures»: la récupération d'hydrocarbures en plus de ceux qui sont extraits par injection d'eau ou par d'autres moyens;

▼ M4

59) «variables représentatives»: des valeurs annuelles corroborées de manière empirique ou provenant de sources reconnues, qui sont utilisées par un exploitant ou une entité réglementée au sens de l'article 3 de la directive 2003/87/CE pour remplacer les données d'activité, les quantités de combustibles mis à la consommation ou les facteurs de calcul afin de garantir l'exhaustivité de la déclaration, lorsque la méthode de surveillance applicable ne permet pas d'obtenir toutes les données d'activité et les quantités de combustibles mis à la consommation et tous les facteurs de calcul requis;

▼ B

60) «colonne d'eau»: une colonne d'eau au sens de l'article 3, point 2, de la directive 2009/31/CE;

61) «fuite»: une fuite au sens de l'article 3, point 5, de la directive 2009/31/CE;

62) «complexe de stockage»: un complexe de stockage au sens de l'article 3, point 6, de la directive 2009/31/CE;

▼ M5

63) «infrastructure de transport de CO₂»: une infrastructure au sens de l'article 3, point 29), du règlement (UE) 2024/1735;

63 *ter*) «CO₂ en transit»: toute quantité de CO₂ transféré dans une infrastructure de transport de CO₂ qui n'a pas été transférée vers une autre installation ou une autre infrastructure de transport de CO₂ au cours de la même période de déclaration que celle durant laquelle elle a été reçue;

▼ M4

64) «flux de combustible»: un combustible au sens de ►C3 l'article 3, point af), de la directive 2003/87/CE ◄, qui est mis à la consommation par des moyens physiques spécifiques, tels que des pipelines, des camions, des trains, des navires ou des stations-service, et qui entraîne des émissions de gaz à effet de serre pertinents du fait de sa consommation par des catégories de consommateurs dans les secteurs visés à l'annexe III de la directive 2003/87/CE;

▼ M4

- 65) «flux national de combustible»: l'agrégation, par type de combustible, des flux de combustibles de toutes les entités réglementées sur le territoire d'un État membre;
- 66) «facteur de champ d'application»: le facteur compris entre zéro et un utilisé pour déterminer la part d'un flux de combustible utilisée pour la combustion dans les secteurs visés à l'annexe III de la directive 2003/87/CE;
- 67) «quantité de combustible mis à la consommation»: les données relatives à la quantité de combustible au sens de ►C3 l'article 3, point af), de la directive 2003/87/CE ◀ qui est mise à la consommation et exprimée en énergie en térajoules, en masse en tonnes ou en volume en normomètres cubes, ou l'équivalent en litres, le cas échéant, avant application d'un facteur de champ d'application;
- 68) «facteur de conversion d'unité»: un facteur convertissant l'unité dans laquelle sont exprimées les quantités de combustibles mis à la consommation en quantités d'énergie exprimées en térajoules, en masse en tonnes ou en volume en normomètres cubes, ou l'équivalent en litres, le cas échéant, qui comprend tous les facteurs pertinents tels que la densité, le pouvoir calorifique inférieur ou (pour les gaz) la conversion du pouvoir calorifique supérieur en pouvoir calorifique inférieur, le cas échéant;

▼ M5

- 69) «consommateur final»: aux fins de l'application de la définition d'entité réglementée, conformément à l'article 3, point ae), de la directive 2003/87/CE, dans le présent règlement, toute personne physique ou morale qui est le consommateur du combustible, dont la consommation annuelle de combustible ne dépasse pas 1 tonne de CO₂;

▼ M4

- 70) «mis à la consommation»: aux fins du présent règlement, le moment où les droits d'accise sur un combustible, au sens de ►C3 l'article 3, point af), de la directive 2003/87/CE ◀, deviennent exigibles conformément à l'article 6, paragraphes 2 et 3, de la directive (UE) 2020/262 du Conseil ⁽¹⁾ ou, le cas échéant, conformément à l'article 21, paragraphe 5, de la directive 2003/96/CE du Conseil ⁽²⁾, sauf si l'État membre a fait usage de la flexibilité prévue à ►C3 l'article 3, point ae), iv), de la directive 2003/87/CE ◀, auquel cas il s'agit du moment désigné par l'État membre comme créant des obligations au titre du chapitre IV *bis* de ladite directive;

▼ M5

- 71) «effets hors CO₂ de l'aviation»: les effets hors CO₂ de l'aviation au sens de l'article 3, point v), de la directive 2003/87/CE;

⁽¹⁾ Directive (UE) 2020/262 du Conseil du 19 décembre 2019 établissant le régime général d'accise (JO L 58 du 27.2.2020, p. 4).

⁽²⁾ Directive 2003/96/CE du Conseil du 27 octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité (JO L 283 du 31.10.2003, p. 51).

▼ M5

- 72) «CO₂(e) par vol»: les effets hors CO₂ de l'aviation qui réchauffent l'atmosphère, exprimés en quantité équivalente d'émissions de CO₂ du vol en question;
- 73) «forçage radiatif»: une modification imposée du bilan énergétique planétaire, mesurée en watts par mètre carré (W/m²);
- 74) «efficacité»: le changement de température mondiale moyenne par unité de forçage radiatif exercé par l'agent climatique, par rapport à la réponse générée par un forçage standard causé par le CO₂ à partir du même état climatique initial;
- 75) «modèle de calcul du CO₂(e)»: un modèle utilisé pour calculer l'incidence globale sur le climat des effets hors CO₂ de l'aviation, conformément à l'annexe III *bis*, section 4, du présent règlement;
- 76) «approche fondée sur les conditions météorologiques»: la méthode C, telle que prévue à l'annexe III *bis*, section 4, du présent règlement, qui utilise principalement des données météorologiques améliorées, ainsi que les informations de vol, la trajectoire, les propriétés de l'aéronef et les propriétés du carburant;
- 77) «approche simplifiée fondée sur la localisation»: la méthode D, telle que prévue à l'annexe III *bis*, section 4, du présent règlement, qui utilise principalement les données de vol de l'aéronef fondées sur sa localisation, telles que les informations de vol, la trajectoire mais aussi les données météorologiques de base et les propriétés de l'aéronef;
- 78) «système de suivi des effets hors CO₂ de l'aviation de la Commission (NEATS)»: un outil informatique fourni par la Commission aux exploitants d'aéronefs, aux vérificateurs accrédités et aux autorités compétentes afin de faciliter et, dans la mesure du possible, d'automatiser la surveillance, la déclaration et la vérification des effets hors CO₂ de l'aviation, conformément à l'article 14, paragraphe 5, de la directive 2003/87/CE;
- 79) «propriétés de l'aéronef»: la catégorie d'informations contenant, au minimum et pour chaque vol, le type d'aéronef, le ou les identifiants du ou des moteurs et la masse de l'aéronef;
- 80) «avion»: un aérodyne entraîné par un organe moteur et dont la sustentation en vol est obtenue principalement par des réactions aérodynamiques sur des surfaces qui restent fixes dans des conditions données de vol.

▼ B*SECTION 2**Principes généraux***▼ M5***Article 4*

Les exploitants et les exploitants d'aéronefs s'acquittent de leurs obligations en matière de surveillance et de déclaration des émissions de gaz à effet de serre et des effets hors CO₂ de l'aviation au titre de la directive 2003/87/CE, conformément aux principes énoncés aux articles 5 à 9 du présent règlement.

▼ B*Article 5***Exhaustivité****▼ M5**

La surveillance et la déclaration sont exhaustives et couvrent toutes les émissions de procédé et de combustion provenant de l'ensemble des sources d'émission et des flux liés aux activités énumérées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE et aux autres activités incluses en application de l'article 24 de cette directive, ainsi qu'aux activités associées incluses à l'intérieur des limites de l'installation, et les émissions de tous les gaz à effet de serre indiqués en rapport avec ces activités, tout en évitant une double comptabilisation.

▼ B

Les exploitants et les exploitants d'aéronefs prennent des mesures appropriées pour éviter toute lacune dans les données au cours de la période de déclaration.

*Article 6***Cohérence, comparabilité et transparence**

1. La surveillance et la déclaration sont cohérentes et comparables dans le temps. À cet effet, les exploitants et les exploitants d'aéronefs utilisent les mêmes méthodes de surveillance et les mêmes séries de données, sous réserve des modifications et dérogations approuvées par l'autorité compétente.

2. Les exploitants et les exploitants d'aéronefs recueillent, enregistrent, rassemblent, analysent et étayent les données de surveillance, et notamment les hypothèses, les références, les données d'activité et les facteurs de calcul, de manière transparente, de façon à permettre au vérificateur et à l'autorité compétente de reproduire la détermination des émissions.

▼ M5

3. Les exploitants d'aéronefs recueillent, enregistrent, rassemblent, analysent et étayent les données de surveillance, et notamment les hypothèses, les références, les données d'activité et les facteurs de calcul, de manière transparente, de façon à permettre au vérificateur et à l'autorité compétente de reproduire la détermination des effets hors CO₂ de l'aviation par vol.

▼ B*Article 7***Précision**

Les exploitants et les exploitants d'aéronefs veillent à ce que la détermination des émissions ne soit ni systématiquement ni sciemment inexacte.

Ils repèrent et limitent autant que possible toute source d'inexactitude.

Ils font preuve de la diligence nécessaire pour faire en sorte que le calcul et la mesure des émissions présentent le degré de précision le plus élevé possible.

▼ M5*Article 8*

Les exploitants et les exploitants d'aéronef permettent d'établir avec une assurance raisonnable l'intégrité des données sur les émissions et les effets hors CO₂ de l'aviation à déclarer. Ils déterminent les émissions et les effets hors CO₂ de l'aviation en recourant aux méthodes de surveillance appropriées décrites dans le présent règlement.

▼ M5

La déclaration des émissions et des effets hors CO₂ de l'aviation et les documents connexes sont exempts d'inexactitudes importantes au sens de l'article 3, point 6, du règlement d'exécution (UE) 2018/2067 de la Commission ⁽¹⁾, évitent le biais dans la sélection et la présentation des informations et rendent compte de manière crédible et équilibrée des émissions et des effets hors CO₂ de l'aviation d'une installation ou d'un exploitant d'aéronef.

Lors du choix de la méthode de surveillance, les avantages d'une précision plus grande sont mis en balance avec les coûts supplémentaires engendrés. La surveillance et la déclaration visent le degré de précision le plus élevé possible, sauf si cela n'est pas techniquement réalisable ou entraînerait des coûts excessifs.

▼ B*Article 9***Amélioration continue**

Les exploitants et les exploitants d'aéronefs tiennent compte des recommandations figurant dans les rapports de vérification délivrés conformément à l'article 15 de la directive 2003/87/CE pour leurs exercices ultérieurs de surveillance et de déclaration.

*Article 10***Coordination**

Lorsqu'un État membre désigne plusieurs autorités compétentes conformément à l'article 18 de la directive 2003/87/CE, il coordonne les travaux réalisés par ces autorités en vertu du présent règlement.

CHAPITRE II

PLAN DE SURVEILLANCE*SECTION 1***Règles générales***Article 11***Obligation générale****▼ M5**

1. Chaque exploitant ou exploitant d'aéronef surveille ses émissions de gaz à effet de serre, ainsi que les effets hors CO₂ de l'aviation, sur la base d'un plan de surveillance approuvé par l'autorité compétente conformément à l'article 12 du présent règlement, qui tient compte de la nature et du fonctionnement de l'installation ou de l'activité aérienne à laquelle il s'applique.

⁽¹⁾ Règlement d'exécution (UE) 2018/2067 de la Commission du 19 décembre 2018 concernant la vérification des données et l'accréditation des vérificateurs conformément à la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil (JO L 334 du 31.12.2018, p. 94, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_impl/2018/2067/oj).

▼B

Le plan de surveillance est complété par des procédures écrites que l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef établit, consigne, met en œuvre et tient à jour, selon qu'il convient, pour les activités relevant du plan de surveillance.

2. Le plan de surveillance visé au paragraphe 1 fournit des instructions logiques et simples à l'exploitant ou à l'exploitant d'aéronef, en évitant les opérations redondantes et en tenant compte des systèmes déjà mis en place dans l'installation ou utilisés par l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef.

*Article 12***Contenu et présentation du plan de surveillance**

1. Chaque exploitant ou exploitant d'aéronef soumet un plan de surveillance à l'approbation de l'autorité compétente.

Le plan de surveillance décrit de façon détaillée, exhaustive et transparente la méthode de surveillance appliquée par une installation spécifique ou par un exploitant d'aéronef donné, et contient au moins les éléments indiqués à l'annexe I.

En plus du plan de surveillance, l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef présente les pièces justificatives suivantes:

- a) pour les installations, pour chaque flux majeur et mineur, la preuve du respect des seuils d'incertitude définis pour les données d'activité et les facteurs de calcul, le cas échéant, pour les niveaux appliqués définis aux annexes II et IV, et pour chaque source d'émission, la preuve du respect des seuils d'incertitude définis pour les niveaux appliqués définis à l'annexe VIII, suivant le cas;
- b) les résultats d'une évaluation des risques établissant que les activités de contrôle proposées et les procédures associées sont proportionnées aux risques inhérents et aux risques de carence de contrôle mis en évidence.

2. Si l'annexe I fait référence à une procédure, un exploitant ou un exploitant d'aéronef établit, consigne, met en œuvre et tient à jour cette procédure séparément du plan de surveillance.

L'exploitant ou l'exploitant d'aéronef résume les procédures dans le plan de surveillance en fournissant les informations suivantes:

- a) l'intitulé de la procédure;
- b) une référence traçable et vérifiable, permettant d'identifier la procédure;
- c) la désignation du poste ou du service chargé de mettre en œuvre la procédure et responsable des données générées ou gérées par la procédure;
- d) une brève description de la procédure permettant à l'exploitant ou à l'exploitant d'aéronef, à l'autorité compétente et au vérificateur de comprendre les paramètres essentiels et les principales opérations effectuées;

▼B

- e) la localisation des dossiers et des informations pertinents;
- f) le nom du système informatique utilisé, le cas échéant;
- g) la liste des normes EN ou des autres normes appliquées, le cas échéant.

Sur demande, l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef met toute documentation relative aux procédures à la disposition de l'autorité compétente. L'exploitant ou l'exploitant d'aéronef met ces procédures à disposition aux fins de la vérification au titre du règlement d'exécution (UE) 2018/2067.

▼MI

▼B*Article 13***Plans de surveillance normalisés et simplifiés**

1. Sans préjudice des dispositions de l'article 12, paragraphe 3, les États membres peuvent autoriser les exploitants et les exploitants d'aéronefs à utiliser des plans de surveillance normalisés ou simplifiés.

À cet effet, les États membres peuvent publier des modèles de ces plans de surveillance, y compris la description des procédures de gestion du flux de données et de contrôle visées aux articles 58 et 59, fondés sur les modèles et les lignes directrices publiés par la Commission.

2. Avant d'approuver un plan de surveillance simplifié tel que visé au paragraphe 1, l'autorité compétente procède à une évaluation des risques simplifiée pour déterminer si les activités de contrôle proposées et les procédures s'y rapportant sont adaptées aux risques inhérents et aux risques de carence de contrôle mis en évidence, et elle justifie le recours à un tel plan de surveillance simplifié.

Le cas échéant, les États membres peuvent demander à l'exploitant ou à l'exploitant d'aéronef de réaliser lui-même l'évaluation des risques visée à l'alinéa précédent.

*Article 14***Modifications du plan de surveillance**

1. Chaque exploitant ou exploitant d'aéronef vérifie régulièrement que le plan de surveillance est adapté à la nature et au fonctionnement de l'installation ou de l'activité aérienne conformément à l'article 7 de la directive 2003/87/CE, et étudie la nécessité d'une amélioration de la méthode de surveillance.

2. L'exploitant ou l'exploitant d'aéronef modifie le plan de surveillance au moins dans les cas suivants:

▼ B

- a) lorsque de nouvelles émissions se produisent, parce que de nouvelles activités sont menées ou parce que de nouveaux combustibles ou de nouvelles matières sont utilisés, dont le plan de surveillance ne fait pas encore état;

▼ M5

- a *bis*) les effets hors CO₂ de l'aviation surviennent du fait de nouvelles activités menées;

▼ B

- b) lors d'un changement dans la disponibilité des données, du fait de l'utilisation de nouveaux types d'instruments de mesure ou de nouvelles méthodes d'échantillonnage ou d'analyse, ou pour d'autres raisons, qui se traduit par une plus grande précision dans la détermination des émissions;
- c) lorsque les données obtenues par la méthode de surveillance précédemment appliquée se sont révélées incorrectes;
- d) lorsque la modification du plan de surveillance améliore la précision des données déclarées, sauf si cela n'est pas techniquement réalisable ou entraînerait des coûts excessifs;
- e) lorsque le plan de surveillance ne répond pas aux exigences du présent règlement et que l'autorité compétente invite l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef à le modifier;
- f) lorsqu'il est nécessaire de donner suite aux suggestions d'amélioration du plan de surveillance contenues dans le rapport de vérification.

*Article 15***Approbation des modifications du plan de surveillance**

1. L'exploitant ou l'exploitant d'aéronef notifie toute proposition de modification du plan de surveillance à l'autorité compétente dans les meilleurs délais.

L'autorité compétente peut toutefois autoriser l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef à lui notifier, au plus tard le 31 décembre de la même année, les modifications du plan de surveillance qui ne sont pas importantes au sens des paragraphes 3 et 4.

2. Toute modification importante, au sens des paragraphes 3 et 4, du plan de surveillance est soumise à l'approbation de l'autorité compétente.

Si l'autorité compétente estime qu'une modification ne revêt pas un caractère important, elle en informe l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef dans les meilleurs délais.

3. Les modifications importantes du plan de surveillance d'une installation comprennent notamment:

- a) les changements de catégorie de l'installation, lorsque ces changements nécessitent une modification de la méthode de surveillance ou entraînent un changement du seuil d'importance relative en application de l'article 23 du règlement d'exécution (UE) 2018/2067;
- b) sans préjudice des dispositions de l'article 47, paragraphe 8, les changements concernant le statut de l'installation en tant qu'installation à faible niveau d'émission;
- c) les changements concernant les sources d'émission;
- d) le passage, pour la détermination des émissions, d'une méthode fondée sur le calcul à une méthode fondée sur la mesure, ou d'une méthode alternative à une méthode fondée sur des niveaux, ou inversement;

▼ B

- e) un changement relatif au niveau appliqué;
- f) l'introduction de nouveaux flux;
- g) un changement dans la catégorisation des flux d'émission, c'est-à-dire entre flux majeurs, mineurs ou de minimis, lorsque ce changement nécessite la modification de la méthode de surveillance;
- h) une modification de la valeur par défaut d'un facteur de calcul, si cette valeur doit être consignée dans le plan de surveillance;
- i) la mise en place de nouvelles méthodes ou la modification de méthodes existantes liées à l'échantillonnage, l'analyse ou l'étalonnage, lorsque cela a une incidence directe sur la précision des données d'émission;
- j) l'application ou l'adaptation d'une méthode de quantification des émissions résultant de fuites au niveau des sites de stockage.

▼ M5

4. Les modifications importantes du plan de surveillance d'un exploitant d'aéronef comprennent notamment:

- a) en ce qui concerne les émissions:

▼ B

- i) une modification des valeurs des facteurs d'émission indiquées dans le plan de surveillance;
- ii) une modification des méthodes de calcul présentées à l'annexe III, ou le passage d'une méthode de calcul à une méthode d'estimation conformément à l'article 55, paragraphe 2 ou inversement;
- iii) l'introduction de nouveaux flux;

▼ M5

- iv) le changement de statut d'un exploitant d'aéronef considéré comme un petit émetteur au sens de l'article 55, paragraphe 1, du présent règlement et la volonté ou non de l'exploitant d'aéronef de recourir à la simplification prévue à l'article 28 *bis*, paragraphe 4, de la directive 2003/87/CE.

▼ M4

▼ M5

- b) en ce qui concerne les effets hors CO₂ de l'aviation:
 - i) une modification de la méthode de calcul du CO₂(e) choisie, conformément à l'article 56 *bis*, paragraphe 4, du présent règlement, notamment en ce qui concerne les outils informatiques permettant d'appliquer les modèles de calcul du CO₂(e);
 - ii) le changement de statut d'un exploitant d'aéronef considéré comme un petit émetteur au sens de l'article 55, paragraphe 1, du présent règlement.

▼ B*Article 16***Mise en œuvre et consignation des modifications**

1. Avant d'obtenir l'approbation ou l'information visées à l'article 15, paragraphe 2, l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef peut procéder à la surveillance et à la déclaration sur la base du plan de surveillance modifié s'il peut raisonnablement considérer que les modifications proposées ne revêtent pas un caractère important, ou si la surveillance sur la base du plan de surveillance initial se traduirait par des données d'émission incomplètes.

▼ M1

En cas de doute, l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef utilise en parallèle le plan de surveillance modifié et le plan de surveillance initial pour effectuer toutes les opérations de surveillance et de déclaration conformément aux deux plans, et consigne les informations relatives aux deux résultats de la surveillance.

▼ B

2. Après avoir obtenu l'approbation ou l'information visées à l'article 15, paragraphe 2, l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef utilise uniquement les données qui se rapportent au plan de surveillance modifié et procède à l'ensemble des activités de surveillance et de déclaration sur la seule base du plan de surveillance modifié à compter de la date à laquelle cette version du plan s'applique.

3. L'exploitant ou l'exploitant d'aéronef conserve la trace de toutes les modifications apportées au plan de surveillance dans des dossiers dans lesquels sont consignées:

- a) la description claire et précise de la modification;
- b) la justification de la modification;
- c) la date de notification de la modification à l'autorité compétente au titre de l'article 15, paragraphe 1;
- d) la date d'accusé de réception, par l'autorité compétente, de la notification visée à l'article 15, paragraphe 1, le cas échéant, et la date de l'approbation ou de la transmission de l'information visées à l'article 15, paragraphe 2;
- e) la date de début d'application du plan de surveillance modifié, conformément au paragraphe 2 du présent article.

*SECTION 2**Faisabilité technique et coûts excessifs**Article 17***Faisabilité technique**

Lorsqu'un exploitant ou un exploitant d'aéronef déclare que l'application d'une méthode de surveillance donnée n'est techniquement pas réalisable, l'autorité compétente évalue la faisabilité technique en tenant compte de la justification fournie par l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef. Cette justification établit que l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef dispose de ressources techniques répondant aux besoins d'un système donné ou à une exigence particulière et pouvant être mobilisées dans les délais requis aux fins du présent règlement. Ces ressources techniques englobent les techniques et le matériel ou équipement nécessaires.

*Article 18***Coûts excessifs****▼ M4**

1. Lorsqu'un exploitant ou un exploitant d'aéronef déclare que l'application d'une méthode de surveillance donnée entraînerait des coûts excessifs, l'autorité compétente évalue si les coûts ont un caractère excessif en tenant compte de la justification de l'exploitant.

▼ M4

L'autorité compétente considère les coûts comme étant excessifs lorsque les coûts estimés sont supérieurs aux bénéfices. Dans ce contexte, les bénéfices sont calculés en multipliant le prix de référence de 80 EUR par quota par un facteur d'amélioration, et les coûts tiennent compte d'une période d'amortissement appropriée, fondée sur la durée de vie économique des équipements.

▼ B

2. Lorsqu'elle analyse le caractère excessif des coûts pour ce qui est du choix, par l'opérateur, des niveaux pour les données d'activité, l'autorité compétente utilise comme facteur d'amélioration visé au paragraphe 1 la différence entre l'incertitude constatée et le seuil d'incertitude associé au niveau qui serait appliqué du fait de l'amélioration, multipliée par les émissions annuelles moyennes provoquées par le flux en question au cours des trois dernières années.

Si ces données sur les émissions annuelles moyennes provoquées par le flux au cours des trois dernières années ne sont pas disponibles, l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef utilise une estimation prudente des émissions annuelles moyennes qui tient compte du CO₂ transféré, mais pas du CO₂ issu de la ► **M5** carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro ◀. Pour les instruments de mesure faisant l'objet d'un contrôle métrologique légal au niveau national, l'incertitude constatée peut être remplacée par l'erreur maximale en service tolérée par la législation nationale applicable.

▼ M1

Aux fins du présent paragraphe, l'article 38, paragraphe 5, s'applique, pour autant que l'exploitant dispose des informations pertinentes sur les critères de durabilité et de réduction des émissions de gaz à effet de serre des biocarburants, des bioliquides et des combustibles issus de la biomasse utilisés pour la combustion.

▼ B

3. Lorsqu'elle analyse le caractère excessif des coûts pour ce qui est des mesures qui améliorent la qualité des émissions déclarées mais n'ont pas d'incidence directe sur la précision des données d'activité, l'autorité compétente applique un facteur d'amélioration qui correspond à 1 % des émissions annuelles moyennes des différents flux au cours des trois dernières périodes de déclaration. Ces mesures peuvent comprendre:

- a) le recours à des analyses, plutôt qu'à l'application de valeurs par défaut, pour déterminer les facteurs de calcul;
- b) une augmentation du nombre d'analyses par flux;
- c) lorsque la tâche de mesurage spécifique ne relève pas du contrôle métrologique légal national, le remplacement des instruments de mesure par des instruments répondant aux exigences du contrôle métrologique légal de l'État membre applicables dans des applications similaires, ou par des instruments de mesure conformes à la réglementation nationale adoptée en vertu de la directive 2014/31/UE du Parlement européen et du Conseil ⁽¹⁾ ou de la directive 2014/32/UE;
- d) un raccourcissement des intervalles d'étalonnage et de maintenance des instruments de mesure;
- e) des améliorations des activités de gestion du flux de données et des activités de contrôle qui réduisent sensiblement le risque inhérent ou le risque de carence de contrôle.

⁽¹⁾ Directive 2014/31/UE du Parlement européen et du Conseil du 26 février 2014 relative à l'harmonisation des législations des États membres concernant la mise à disposition sur le marché des instruments de pesage à fonctionnement non automatique (JO L 96 du 29.3.2014, p. 107).

▼M4

4. Les mesures visant à améliorer la méthode de surveillance d'une installation dont le coût global n'excède pas 4 000 EUR par période de déclaration ne sont pas considérées comme étant d'un coût excessif. Dans le cas des installations à faible niveau d'émission, ce seuil est de 1 000 EUR par période de déclaration.

▼B

CHAPITRE III

SURVEILLANCE DES ÉMISSIONS DES INSTALLATIONS FIXES

SECTION 1

*Dispositions générales**Article 19***Catégorisation des installations, des flux et des sources d'émission**

1. Aux fins de la surveillance des émissions et de la détermination des exigences minimales requises pour les différents niveaux, chaque exploitant détermine la catégorie de son installation conformément au paragraphe 2 et, le cas échéant, la catégorie de chaque flux conformément au paragraphe 3 et de chaque source d'émission conformément au paragraphe 4.

2. L'exploitant classe chaque installation dans une des catégories suivantes:

- a) catégorie A, si les émissions annuelles moyennes vérifiées de la période d'échanges précédant immédiatement la période d'échanges en cours sont inférieures ou égales à 50 000 tonnes de CO_{2(e)}, compte non tenu du CO₂ issu de la ► **M5** carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro ◀ et avant déduction du CO₂ transféré;
- b) catégorie B, si les émissions annuelles moyennes vérifiées de la période d'échanges précédant immédiatement la période d'échanges en cours sont supérieures à 50 000 tonnes de CO_{2(e)} et inférieures ou égales à 500 000 tonnes de CO_{2(e)}, compte non tenu du CO₂ issu de la ► **M5** carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro ◀ et avant déduction du CO₂ transféré;
- c) catégorie C, si les émissions annuelles moyennes vérifiées de la période d'échanges précédant immédiatement la période d'échanges en cours sont supérieures à 500 000 tonnes de CO_{2(e)}, compte non tenu du CO₂ issu de la ► **M5** carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro ◀ et avant déduction du CO₂ transféré;

Par dérogation à l'article 14, paragraphe 2, l'autorité compétente peut autoriser l'exploitant à ne pas modifier le plan de surveillance lorsque, sur la base des émissions vérifiées, le seuil visé au premier alinéa pour la classification d'une installation a été dépassé, mais que l'exploitant prouve de manière concluante que ce seuil n'a pas déjà été dépassé au cours des cinq dernières périodes de déclaration et qu'il ne sera plus dépassé à compter de la période de déclaration suivante.

3. L'exploitant classe chaque flux dans l'une des catégories ci-après en comparant le flux à la somme de toutes les valeurs absolues de CO₂ fossile et de CO_{2(e)} correspondant à l'ensemble des flux pris en considération par les méthodes fondées sur le calcul et de toutes les émissions provenant des sources surveillées à l'aide de méthodes fondées sur la mesure, avant déduction du CO₂ transféré:

▼ B

- a) «flux mineurs», lorsque les flux sélectionnés par l'exploitant représentent ensemble moins de 5 000 tonnes de CO₂ fossile par an ou moins de 10 %, jusqu'à une contribution totale maximale de 100 000 tonnes de CO₂ fossile par an, la quantité la plus élevée en valeur absolue étant retenue.
- b) «flux de-minimis», lorsque les flux sélectionnés par l'exploitant représentent ensemble moins de 1 000 tonnes de CO₂ fossile par an ou moins de 2 %, jusqu'à une contribution totale maximale de 20 000 tonnes de CO₂ fossile par an, la quantité la plus élevée en valeur absolue étant retenue.
- c) «flux majeurs», lorsque les flux n'entrent ni dans la catégorie visée au point a) ni dans celle visée au point b).

Par dérogation à l'article 14, paragraphe 2, l'autorité compétente peut autoriser l'exploitant à ne pas modifier le plan de surveillance lorsque, sur la base des émissions vérifiées, le seuil visé au premier alinéa pour la classification d'un flux en tant que flux mineur ou flux de-minimis a été dépassé, mais que l'exploitant prouve de manière concluante que ce seuil n'a pas déjà été dépassé au cours des cinq dernières périodes de déclaration et qu'il ne sera plus dépassé à compter de la période de déclaration suivante.

4. L'exploitant classe chaque source d'émission pour laquelle une méthode fondée sur la mesure s'applique dans une des catégories suivantes:

- a) «sources d'émission mineures», lorsque la source d'émission émet moins de 5 000 tonnes de CO_{2(e)} fossile par an ou moins de 10 % des émissions fossiles totales de l'installation, jusqu'à une contribution totale maximale de 100 000 tonnes de CO_{2(e)} fossile par an, la quantité la plus élevée en valeur absolue étant retenue.
- b) «sources d'émission majeures», lorsque la source d'émission n'entre pas dans la catégorie des sources d'émission mineures.

Par dérogation à l'article 14, paragraphe 2, l'autorité compétente peut autoriser l'exploitant à ne pas modifier le plan de surveillance lorsque, sur la base des émissions vérifiées, le seuil visé au premier alinéa pour la classification d'une source d'émission en tant que source d'émission mineure a été dépassé, mais que l'exploitant prouve de manière concluante que ce seuil n'a pas déjà été dépassé au cours des cinq dernières périodes de déclaration et qu'il ne sera plus dépassé à compter de la période de déclaration suivante.

5. Si les émissions annuelles moyennes vérifiées de l'installation pour la période d'échanges précédant immédiatement la période d'échanges en cours ne sont pas disponibles ou ne sont plus représentatives aux fins du paragraphe 2, l'exploitant utilise pour déterminer la catégorie de l'installation une estimation prudente des émissions annuelles moyennes tenant compte du CO₂ transféré, mais pas du CO₂ issu de la ► **M5** carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro ◀.

▼ M5**▼ B***Article 20***Limites de la surveillance**

1. Les exploitants définissent, pour chaque installation, les limites de la surveillance.

▼B

À l'intérieur de ces limites, l'exploitant prend en considération l'ensemble des émissions des gaz à effet de serre concernés, provenant de toutes les sources et de tous les flux liés aux activités menées dans l'installation et visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE, ainsi que les émissions liées aux activités et aux gaz à effet de serre inclus par l'État membre dans lequel l'installation est située, en vertu de l'article 24 de ladite directive.

L'exploitant tient également compte des émissions liées aux opérations normales et aux événements exceptionnels, tels que le démarrage et l'arrêt de l'installation et les situations d'urgence survenues au cours de la période de déclaration, à l'exception des émissions provenant des engins mobiles destinés au transport.

2. Lorsqu'il détermine le processus de surveillance et de déclaration, l'exploitant tient compte des exigences sectorielles énoncées à l'annexe IV.

3. Lorsque des fuites sont détectées dans un complexe de stockage au sens de la directive 2009/31/CE et donnent lieu à des émissions ou à des dégagements de CO₂ dans la colonne d'eau, ces fuites sont comptabilisées comme des sources d'émission pour l'installation en question et font l'objet d'une surveillance conformément à la section 23 de l'annexe IV du présent règlement.

L'autorité compétente peut accepter qu'une source d'émission par fuite ne soit pas prise en compte dans le processus de surveillance et de déclaration dès lors que des mesures correctives ont été prises conformément à l'article 16 de la directive 2009/31/CE et que les émissions ou dégagements dans la colonne d'eau résultant de cette fuite ne sont plus détectables.

*Article 21***Choix de la méthode de surveillance**

1. Aux fins de la surveillance des émissions d'une installation, l'exploitant choisit d'appliquer une méthode fondée sur le calcul ou une méthode fondée sur la mesure, sous réserve des dispositions spécifiques du présent règlement.

La méthode fondée sur le calcul consiste à déterminer les émissions des différents flux à partir des données d'activité obtenues au moyen de systèmes de mesure et de paramètres complémentaires issus d'analyses de laboratoire, ou de valeurs par défaut. La méthode fondée sur le calcul peut être mise en œuvre conformément à la méthode standard définie à l'article 24 ou à la méthode du bilan massique définie à l'article 25.

La méthode fondée sur la mesure consiste à déterminer les émissions des différentes sources par une mesure continue de la concentration des gaz à effet de serre concernés dans les effluents gazeux ainsi que du débit de ces effluents, et par une surveillance des transferts de CO₂ entre les installations dans lesquelles sont mesurés la concentration de CO₂ et le débit du gaz transféré.

Si l'exploitant applique la méthode fondée sur le calcul, il indique dans le plan de surveillance, pour chaque flux, s'il s'agit de la méthode standard ou de la méthode du bilan massique et précise les niveaux applicables conformément à l'annexe II.

▼B

2. Sous réserve de l'approbation de l'autorité compétente, l'exploitant peut combiner la méthode standard, la méthode du bilan massique et la méthode fondée sur la mesure pour différentes sources d'émission et différents flux d'une même installation, à condition qu'il n'en résulte ni omission ni double comptabilisation des émissions.

3. Lorsque les exigences sectorielles énoncées à l'annexe IV nécessitent l'utilisation d'une méthode de surveillance spécifique, l'exploitant utilise cette méthode ou une méthode fondée sur la mesure. L'exploitant ne peut choisir une méthode différente que s'il démontre à l'autorité compétente que l'utilisation de la méthode requise n'est pas techniquement réalisable ou entraînerait des coûts excessifs, ou qu'une autre méthode permet d'obtenir un plus haut degré de précision globale des données d'émission.

*Article 22***Méthode de surveillance ne reposant pas sur des niveaux**

Par dérogation à l'article 21, paragraphe 1, l'exploitant peut recourir à une méthode de surveillance qui ne repose pas sur des niveaux (ci-après dénommée «méthode alternative») pour certains flux ou sources d'émission, à condition que les conditions suivantes soient réunies:

- a) l'application du niveau 1 au minimum, dans le cadre de la méthode fondée sur le calcul, pour un ou plusieurs flux majeurs ou mineurs, et d'une méthode fondée sur la mesure pour au moins une source d'émission liée aux mêmes flux, n'est pas techniquement réalisable ou entraînerait des coûts excessifs;
- b) l'exploitant évalue et quantifie chaque année les incertitudes associées à tous les paramètres utilisés pour la détermination des émissions annuelles conformément au *guide ISO pour l'expression de l'incertitude de mesure* (JCGM 100:2008) ou à une autre norme équivalente reconnue au niveau international, et fait figurer les résultats dans la déclaration d'émissions annuelle;
- c) l'exploitant prouve de manière concluante à l'autorité compétente qu'en appliquant cette méthode alternative de surveillance, les seuils d'incertitude globale associés au niveau annuel des émissions de gaz à effet de serre de l'ensemble de l'installation ne dépassent pas 7,5 % dans le cas des installations de catégorie A, 5,0 % dans le cas des installations de catégorie B et 2,5 % dans le cas des installations de catégorie C.

*Article 23***Modifications temporaires de la méthode de surveillance**

1. Lorsque, pour des raisons techniques, l'application du plan de surveillance approuvé par l'autorité compétente se révèle temporairement impossible, l'exploitant concerné applique le niveau le plus élevé possible, ou une approche prudente non fondée sur les niveaux si l'application d'un niveau n'est pas réalisable, jusqu'à ce que les conditions permettant l'application du niveau approuvé dans le plan de surveillance soient rétablies.

▼B

L'exploitant prend toutes les mesures nécessaires pour permettre la reprise rapide de l'application du plan de surveillance tel qu'approuvé par l'autorité compétente.

2. L'exploitant concerné notifie à l'autorité compétente dans les meilleurs délais la modification temporaire de la méthode de surveillance visée au paragraphe 1, en précisant:
 - a) les raisons des divergences par rapport au plan de surveillance approuvé par l'autorité compétente;
 - b) les détails de la méthode de surveillance provisoire appliquée par l'exploitant pour déterminer les émissions dans l'attente du rétablissement des conditions permettant l'application du plan de surveillance approuvé par l'autorité compétente;
 - c) les mesures prises par l'exploitant pour rétablir les conditions permettant l'application du plan de surveillance approuvé par l'autorité compétente;
 - d) la date à laquelle il est prévu que le plan de surveillance approuvé par l'autorité compétente pourra à nouveau être appliqué.

*SECTION 2**Méthode fondée sur le calcul**Sous-section 1***Généralités***Article 24***Calcul des émissions par la méthode standard****▼M5**

1. Dans la méthode standard, l'exploitant calcule les émissions de combustion, pour chaque flux, en multipliant les données d'activité liées à la quantité de combustible consommée, exprimées en térajoules sur la base du pouvoir calorifique inférieur (PCI), par le facteur d'émission correspondant, exprimé en tonnes de CO₂ par térajoule (t CO₂/TJ), en accord avec l'utilisation du PCI, et par le facteur d'oxydation correspondant.

1 bis. Aux fins de la déclaration des informations mentionnées pour mémoire, l'exploitant calcule également, pour chaque flux consommé et pour les combustibles utilisés comme matières entrantes, les paramètres suivants qui sont définis par ces calculs:

- i) les émissions préliminaires totales sont calculées en multipliant les données d'activité liées à la quantité de combustible consommée, exprimées en tonnes ou en normomètres cubes, par le facteur d'émission préliminaire et par le facteur d'oxydation correspondants;
- ii) les émissions issues de la biomasse sont calculées en multipliant les émissions préliminaires totales par la fraction issue de la biomasse;
- iii) les émissions issues de la biomasse dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro sont calculées en multipliant les émissions préliminaires totales par la fraction issue de la biomasse dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro;

▼ M5

- iv) les émissions provenant des carburants renouvelables d'origine non biologique, des carburants à base de carbone recyclé ou des carburants de synthèse à faible teneur en carbone sont calculées en multipliant les émissions préliminaires totales par la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé ou par la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone;
- v) les émissions provenant des carburants renouvelables d'origine non biologique, des carburants à base de carbone recyclé ou des carburants de synthèse à faible teneur en carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro sont calculées en multipliant les émissions préliminaires totales par la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro ou par la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro.

▼ B

2. L'exploitant détermine les émissions de procédé, pour chaque flux, en multipliant les données d'activité liées à la consommation de matière, au débit ou au rendement, exprimées en tonnes ou en normomètres cubes, par le facteur d'émission correspondant exprimé en t CO₂/t ou en t CO₂/Nm³ et par le facteur de conversion correspondant.

▼ M5

2 *bis*. Aux fins de la déclaration des informations mentionnées pour mémoire, l'exploitant calcule également, pour chaque flux lié aux émissions de procédé, les paramètres suivants qui sont définis par ces calculs:

- i) les émissions préliminaires totales sont calculées en multipliant les données d'activité liées à la consommation de matière, au débit ou au rendement, exprimées en tonnes ou en normomètres cubes, par le facteur d'émission correspondant exprimé en t CO₂/t ou en t CO₂/Nm³ et par le facteur de conversion correspondant;
- ii) les émissions issues de la biomasse sont calculées en multipliant les émissions préliminaires totales par la fraction issue de la biomasse pertinente;
- iii) les émissions issues de la biomasse dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro sont calculées en multipliant les émissions préliminaires totales par la fraction issue de la biomasse dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro pertinente.

▼ B

3. Lorsqu'un facteur d'émission de niveau 1 ou de niveau 2 tient déjà compte de l'effet de réactions chimiques incomplètes, le facteur d'oxydation ou le facteur de conversion prend la valeur 1.

*Article 25***Calcul des émissions par la méthode du bilan massique****▼ M5**

1. Dans la méthode du bilan massique, l'exploitant calcule la quantité de CO₂ correspondant à chaque flux pris en considération dans le bilan en multipliant les données d'activité, liées à la quantité de combustible, de matière ou de CO₂ transféré entrant ou sortant des limites du bilan massique, par la teneur en carbone du combustible, de la matière ou du transfert de CO₂ multipliée par sa fraction fossile et par 3,664 t CO₂/t C, conformément à la section 3 de l'annexe II du présent règlement.

1 *bis*. Aux fins de la déclaration des informations mentionnées pour mémoire, l'exploitant calcule également, pour chaque flux pris en considération dans le bilan massique, les paramètres suivants qui sont définis par ces calculs:

▼ M5

- i) la quantité préliminaire totale de CO₂ est calculée en multipliant les données d'activité, liées à la quantité de combustible ou de matière entrant ou sortant des limites du bilan massique, par la teneur en carbone du combustible ou de la matière et par 3,664 t CO₂/t C;
- ii) la quantité de CO₂ lié à la biomasse est calculée en multipliant la quantité préliminaire totale de CO₂ par la fraction issue de la biomasse;
- iii) la quantité de CO₂ lié à la biomasse dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro est calculée en multipliant la quantité préliminaire totale de CO₂ par la fraction issue de la biomasse dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro;
- iv) le cas échéant, la quantité de CO₂ lié aux carburants renouvelables d'origine non biologique, aux carburants à base de carbone recyclé ou aux carburants de synthèse à faible teneur en carbone est calculée en multipliant la quantité préliminaire totale de CO₂ par la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé ou par la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone;
- v) le cas échéant, la quantité de CO₂ lié aux carburants renouvelables d'origine non biologique, aux carburants à base de carbone recyclé ou aux carburants de synthèse à faible teneur en carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro est calculée en multipliant la quantité préliminaire totale de CO₂ par la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro ou par la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro.

▼ B

2. Nonobstant les dispositions de l'article 49, les émissions de l'ensemble du procédé qui sont incluses dans le bilan massique sont obtenues en additionnant les quantités de CO₂ correspondant à chacun des flux pris en considération dans le bilan massique. Aux fins du bilan massique, l'émission de CO dans l'atmosphère est calculée comme étant l'émission de la quantité molaire équivalente de CO₂.

▼ M5

3. Lorsque l'exploitant utilise un bilan massique conformément à cet article, que le carbone ayant un facteur d'émission égal à zéro est contenu dans les matières ou combustibles entrants et que les matières sortantes contiennent du carbone, il fournit à l'autorité compétente des données sur la fraction dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro correspondant à la teneur en carbone des flux sortants. L'exploitant apporte ainsi la preuve que les émissions totales de l'installation ne sont pas systématiquement sous-estimées par la méthode de surveillance appliquée et que la masse totale du carbone correspondant aux fractions dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro du carbone contenu dans toutes les matières sortantes concernées n'est pas inférieur à la masse totale des fractions dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro du carbone contenu dans les matières entrantes et les combustibles.

Aux fins du premier alinéa, l'article 39, paragraphes 3 et 4, s'applique en ce qui concerne la fraction issue de la biomasse dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro du biogaz et du gaz naturel utilisé comme matière entrante.

▼ B*Article 26***Niveaux applicables**

1. Lorsqu'il définit les niveaux applicables pour les flux majeurs et mineurs conformément à l'article 21, paragraphe 1, pour déterminer les données d'activité et chaque facteur de calcul, l'exploitant indique les niveaux suivants:

▼B

- a) au minimum, les niveaux indiqués à l'annexe V dans le cas d'une installation de catégorie A, ou lorsqu'un facteur de calcul est requis pour un flux qui correspond à un combustible marchand ordinaire;
- b) le niveau le plus élevé défini à l'annexe II dans les cas autres que ceux visés au point a).

Pour les flux majeurs, l'exploitant peut toutefois appliquer un niveau immédiatement inférieur aux niveaux prescrits au premier alinéa dans le cas des installations de catégorie C et descendre jusqu'à deux niveaux en dessous pour les installations des catégories A et B, le niveau 1 étant un minimum, s'il démontre de manière concluante à l'autorité compétente que le niveau prescrit au premier alinéa n'est pas techniquement réalisable ou entraînerait des coûts excessifs.

L'autorité compétente peut, pour les flux majeurs, autoriser un exploitant à appliquer des niveaux inférieurs à ceux visés au deuxième alinéa — le niveau 1 étant un minimum — pendant une période de transition convenue avec l'exploitant, à condition que les conditions suivantes soient réunies:

- a) l'exploitant démontre de manière concluante à l'autorité compétente que le niveau prescrit au deuxième alinéa n'est pas techniquement réalisable ou entraînerait des coûts excessifs; et
- b) l'exploitant fournit un plan d'amélioration indiquant comment et quand il sera possible d'appliquer au minimum le niveau prescrit au deuxième alinéa.

2. Pour les flux mineurs, l'exploitant peut appliquer un niveau immédiatement inférieur aux niveaux prescrits au premier alinéa — le niveau 1 étant un minimum — s'il démontre de manière concluante à l'autorité compétente que le niveau prescrit au premier alinéa du paragraphe 1 n'est pas techniquement réalisable ou entraînerait des coûts excessifs.

3. Dans le cas des flux de minimis, l'exploitant peut déterminer les données d'activité et chaque facteur de calcul en utilisant des estimations prudentes au lieu de recourir aux niveaux, à moins qu'il soit possible d'appliquer un niveau donné sans effort supplémentaire.

4. Pour le facteur d'oxydation et le facteur de conversion, l'exploitant applique, au minimum, les niveaux les plus bas indiqués à l'annexe II.

5. Si l'autorité compétente a autorisé l'utilisation de facteurs d'émission exprimés en t CO₂/t ou en t CO₂/Nm³ pour les combustibles, et pour les combustibles utilisés comme matières entrantes ou dans les bilans massiques conformément à l'article 25, il est possible de surveiller le pouvoir calorifique inférieur en utilisant des estimations prudentes au lieu de recourir aux niveaux, à moins qu'il ne soit possible d'appliquer un niveau donné sans effort supplémentaire.

Sous-section 2

Données d'activité

Article 27

Détermination des données d'activité

1. L'exploitant détermine les données d'activité d'un flux de l'une des deux façons suivantes:

▼B

- a) par mesurage en continu au niveau du procédé responsable des émissions;
- b) par cumul des mesures des quantités livrées séparément, compte tenu des variations des stocks.

2. Aux fins du paragraphe 1, point b), la quantité de combustible ou de matière transformée au cours de la période de déclaration est calculée en déduisant de la quantité de combustible ou de matière reçue au cours de la période de déclaration la quantité de combustible ou de matière sortie de l'installation, et en y ajoutant la quantité de combustible ou de matière en stock au début de la période de déclaration, moins la quantité de combustible ou de matière en stock à la fin de la période de déclaration.

S'il n'est pas techniquement réalisable de déterminer les quantités en stock par une mesure directe, ou si cela entraînerait des coûts excessifs, l'exploitant peut estimer ces quantités de l'une des deux façons suivantes:

- a) en se fondant sur les données des années précédentes, corrélées avec la production obtenue pendant la période de déclaration;
- b) en se fondant sur les procédures consignées par écrit et sur les données correspondantes figurant dans les états financiers vérifiés couvrant la période de déclaration.

Lorsqu'il n'est pas techniquement réalisable de déterminer les données d'activité pour une période couvrant exactement une année civile, ou si cela entraînerait des coûts excessifs, l'exploitant peut choisir le jour le plus approprié pour séparer une année de déclaration de l'année de déclaration suivante et reconstituer ainsi l'année civile en question. Les écarts éventuels concernant un ou plusieurs flux sont clairement consignés; ils constituent la base d'une valeur représentative de l'année civile et sont pris en compte de manière cohérente pour l'année suivante.

*Article 28***Systèmes de mesure sous le contrôle de l'exploitant**

1. Pour déterminer les données d'activité conformément à l'article 27, l'exploitant utilise les résultats de mesurage fournis par les systèmes de mesure placés sous son propre contrôle dans l'installation, pour autant que les conditions suivantes soient réunies:

- a) l'exploitant est tenu de réaliser une évaluation de l'incertitude et de veiller à ce que le seuil d'incertitude correspondant au niveau applicable soit respecté;
- b) l'exploitant est tenu de faire en sorte que, au moins une fois par an et après chaque étalonnage des instruments de mesure, les résultats de l'étalonnage multipliés par un facteur de correction prudent soient comparés aux seuils d'incertitude requis. Le facteur de correction prudent se fonde sur une série chronologique appropriée d'étalonnages antérieurs de l'instrument en question ou d'instruments similaires, afin de tenir compte de l'effet de l'incertitude en service.

En cas de dépassement des seuils associés aux niveaux approuvés conformément à l'article 12 ou en cas de non-conformité de l'équipement à d'autres exigences, l'exploitant prend des mesures correctives dans les meilleurs délais et en informe l'autorité compétente.

▼B

2. L'exploitant fournit l'évaluation de l'incertitude visée au paragraphe 1, point a), à l'autorité compétente lorsqu'il notifie un nouveau plan de surveillance ou si cela s'avère nécessaire en raison d'une modification du plan de surveillance approuvé.

Cette évaluation englobe l'incertitude spécifiée des instruments de mesure employés, l'incertitude associée à l'étalonnage et toute autre incertitude liée au mode d'utilisation des instruments de mesure. L'évaluation de l'incertitude englobe l'incertitude liée aux variations des stocks si les installations de stockage peuvent contenir 5 % au moins de la quantité du combustible ou de la matière considérés utilisée chaque année. Lorsqu'il procède à l'évaluation, l'exploitant tient compte du fait que les valeurs déclarées qui servent à définir les seuils d'incertitude associés aux niveaux figurant à l'annexe II se rapportent à l'incertitude sur l'ensemble de la période de déclaration.

L'exploitant peut simplifier l'évaluation de l'incertitude en considérant que l'erreur maximale tolérée pour l'instrument de mesure en service ou, si elle est inférieure, l'incertitude associée à l'étalonnage multipliée par un facteur de correction prudent pour tenir compte de l'effet de l'incertitude en service, correspond à l'incertitude sur l'ensemble de la période de déclaration, conformément aux niveaux définis à l'annexe II, pour autant que les instruments de mesure soient installés dans un environnement adapté à leurs caractéristiques de fonctionnement.

3. Nonobstant les dispositions du paragraphe 2, l'autorité compétente peut autoriser l'exploitant à utiliser les résultats de mesurage fournis par les systèmes de mesure placés sous son propre contrôle dans l'installation, si l'exploitant apporte la preuve que les instruments de mesure utilisés font l'objet d'un contrôle métrologique légal national.

À cet effet, l'erreur maximale tolérée en service admise par la législation nationale relative au contrôle métrologique légal pour la tâche de mesurage en question peut être utilisée comme valeur d'incertitude, sans autre justificatif.

*Article 29***Systèmes de mesure non placés sous le contrôle de l'exploitant**

1. Lorsqu'une évaluation simplifiée de l'incertitude fait apparaître que l'utilisation de systèmes de mesure non placés sous le contrôle de l'exploitant, plutôt que de systèmes placés sous le contrôle de l'exploitant conformément à l'article 28, permet à l'exploitant d'appliquer un niveau au moins aussi élevé, donne des résultats plus fiables et présente un moindre risque de carence de contrôle, l'exploitant détermine les données d'activité au moyen de systèmes de mesure qui ne sont pas placés sous son contrôle.

À cet effet, l'exploitant peut recourir à l'une des sources d'information suivantes:

- a) les quantités figurant sur les factures émises par un partenaire commercial, sous réserve de la passation d'une transaction commerciale entre deux partenaires indépendants;

▼B

b) les valeurs directement fournies par les instruments de mesure.

2. L'exploitant veille à assurer le respect du niveau applicable conformément à l'article 26.

À cet effet, l'erreur maximale tolérée en service admise par la législation nationale relative au contrôle métrologique légal pour la transaction commerciale en question peut être utilisée comme valeur d'incertitude, sans autre justificatif.

Lorsque les exigences applicables dans le cadre du contrôle métrologique légal sont moins strictes que celles requises par le niveau applicable en vertu de l'article 26, l'exploitant se fait confirmer l'incertitude applicable par le partenaire commercial responsable du système de mesure.

Sous-section 3**Facteurs de calcul***Article 30***Détermination des facteurs de calcul**

1. L'exploitant détermine les facteurs de calcul soit sous la forme de valeurs par défaut, soit sur la base d'analyses, en fonction du niveau applicable.

2. L'exploitant détermine et déclare toujours les facteurs de calcul en se référant à l'état du combustible ou de la matière qui est utilisé pour les données d'activité correspondantes, c'est-à-dire l'état dans lequel se trouve le combustible ou la matière lors de l'achat ou de l'utilisation dans le procédé responsable des émissions, avant séchage ou autre traitement en vue des analyses de laboratoire.

Au cas où cette méthode entraînerait des coûts excessifs, ou si une plus grande précision est possible, l'exploitant peut systématiquement déterminer les données d'activité et les facteurs de calcul en se référant à l'état du combustible ou de la matière au moment où les analyses de laboratoire sont effectuées.

▼M5

2 bis. L'exploitant ne détermine la fraction issue de la biomasse que pour les combustibles ou matières mixtes contenant de la biomasse. Pour les autres combustibles ou matières, il convient d'utiliser la valeur par défaut égale à 0 % pour la fraction issue de la biomasse des combustibles ou matières fossiles, et une valeur par défaut de la fraction issue de la biomasse égale à 100 % pour les combustibles ou matières issus de la biomasse constitués exclusivement de biomasse.

L'exploitant détermine uniquement la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé ou la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone pour les carburants mixtes contenant des carburants renouvelables d'origine non biologique, des carburants à base de carbone recyclé ou des carburants de synthèse à faible teneur en carbone. Pour les autres carburants, la valeur par défaut de 0 % pour la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé ou la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone est utilisée, et une valeur par défaut de 100 % est appliquée pour la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé ou des carburants de synthèse à faible teneur en carbone consistant exclusivement en carburants renouvelables d'origine non biologique, en carburants à base de carbone recyclé ou en carburants de synthèse à faible teneur en carbone.

▼ M5

L'exploitant ne détermine la fraction issue de la biomasse dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro, la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro et la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro que lorsqu'il souhaite faire usage de cette attribution d'un facteur d'émission considéré comme égal à zéro.

3. En ce qui concerne l'interdépendance des facteurs de calcul liés à la composition, l'exploitant applique les règles suivantes:

- i) lorsqu'un combustible ou une matière contient de la biomasse, l'exploitant détermine la fraction issue de la biomasse conformément à l'article 39 du présent règlement;
- ii) lorsque la fraction issue de la biomasse n'est pas nulle et que l'exploitant veut faire usage de l'attribution d'un facteur d'émission considéré comme égal à zéro, il détermine la fraction issue de la biomasse dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro conformément à l'article 38, paragraphe 5, du présent règlement;
- iii) lorsqu'un carburant contient un carburant renouvelable d'origine non biologique, un carburant à base de carbone recyclé ou un carburant de synthèse à faible teneur en carbone, l'exploitant détermine la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé ou la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone conformément à l'article 39 *bis*, paragraphes 1 et 2, du présent règlement;
- iv) lorsque la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé n'est pas nulle et que l'exploitant veut faire usage de l'attribution d'un facteur d'émission considéré comme égal à zéro, il détermine la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro conformément à l'article 39 *bis*, paragraphe 3, du présent règlement;
- v) lorsque la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone n'est pas nulle et que l'exploitant veut faire usage de l'attribution d'un facteur d'émission considéré comme égal à zéro, il détermine la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro conformément à l'article 39 *bis*, paragraphe 4, du présent règlement;
- vi) lorsque la fraction issue de la biomasse dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro, la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro ou la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro n'est pas nulle, l'exploitant calcule la fraction dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro comme étant la somme de la fraction issue de la biomasse dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro, de la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro et de la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro. La fraction fossile est la somme de toutes les fractions dont le facteur d'émission n'est pas considéré comme égal à zéro;
- vii) l'exploitant calcule le facteur d'émission comme étant le facteur d'émission préliminaire multiplié par la fraction fossile.

Aux fins du point vi), lorsque l'exploitant ne calcule pas la fraction dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro, la fraction fossile est de 100 %.

Par dérogation au premier alinéa, l'exploitant peut:

- i) déterminer la fraction issue de la biomasse comme étant identique à la fraction issue de la biomasse dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro si cette dernière est déterminée sur la base du bilan massique conformément à l'article 30, paragraphe 1, de la directive (UE) 2018/2001;

▼M5

- ii) déterminer la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé comme étant identique à la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro si cette dernière est déterminée sur la base du bilan massique conformément à l'article 30, paragraphe 1, de la directive (UE) 2018/2001;
- iii) déterminer la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone comme étant identique à la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro si cette dernière est déterminée sur la base du bilan massique conformément à l'article 30, paragraphe 1, de la directive (UE) 2018/2001.

▼B*Article 31***Valeurs par défaut des facteurs de calcul**

1. Lorsque l'exploitant détermine les facteurs de calcul sous la forme de valeurs par défaut, il utilise, conformément aux exigences requises par le niveau applicable tel que défini aux annexes II et VI, une des valeurs suivantes:

- a) les facteurs standard et les facteurs stœchiométriques énumérés à l'annexe VI;
- b) les facteurs standard utilisés par l'État membre dans l'inventaire national qu'il soumet au secrétariat de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques;
- c) les valeurs de la littérature convenues avec l'autorité compétente, notamment les facteurs standard publiés par l'autorité compétente, qui sont compatibles avec les facteurs visés au point b), mais qui sont représentatives de flux plus spécifiques de combustibles;
- d) les valeurs spécifiées et garanties par le fournisseur d'un combustible ou d'une matière, si l'exploitant peut prouver de manière concluante à l'autorité compétente que la teneur en carbone présente un intervalle de confiance à 95 % qui n'excède pas 1 %;
- e) les valeurs issues d'analyses effectuées antérieurement, si l'exploitant peut prouver de manière concluante à l'autorité compétente que ces valeurs sont représentatives des futurs lots du même combustible ou de la même matière.

2. L'exploitant précise toutes les valeurs par défaut utilisées dans le plan de surveillance.

En cas de changement des valeurs par défaut d'une année sur l'autre, l'exploitant précise la source autorisée applicable pour la valeur en question dans le plan de surveillance.

3. L'autorité compétente ne peut approuver le changement des valeurs par défaut d'un facteur de calcul dans le plan de surveillance conformément à l'article 15, paragraphe 2, que si l'exploitant prouve que la nouvelle valeur par défaut permet une détermination plus précise des émissions.

▼B

4. À la demande de l'exploitant, l'autorité compétente peut autoriser, pour la détermination du pouvoir calorifique inférieur et des facteurs d'émission des combustibles, l'application des mêmes niveaux que ceux requis pour les combustibles marchands ordinaires, à condition que l'exploitant prouve, au minimum tous les trois ans, que l'intervalle de 1 % pour le pouvoir calorifique inférieur spécifié a été respecté au cours des trois dernières années.

5. À la demande de l'exploitant, l'autorité compétente peut accepter que la teneur stœchiométrique en carbone d'une substance chimique pure soit considérée comme respectant un niveau qui nécessiterait normalement des analyses effectuées conformément aux articles 32 à 35, si l'exploitant peut démontrer de manière concluante à l'autorité compétente que le recours à des analyses entraînerait des coûts excessifs et que l'utilisation de la valeur stœchiométrique ne conduira pas à une sous-estimation des émissions.

*Article 32***Détermination des facteurs de calcul par analyse**

1. L'exploitant veille à ce que les analyses, l'échantillonnage, les étalonnages et les validations nécessaires à la détermination des facteurs de calcul soient réalisés au moyen de méthodes fondées sur les normes EN correspondantes.

En l'absence de telles normes, les méthodes sont fondées sur les normes ISO ou les normes nationales pertinentes. En l'absence de norme publiée, l'exploitant s'appuie sur les projets de normes, sur les lignes directrices sur les meilleures pratiques publiées par l'industrie ou sur d'autres méthodes scientifiquement validées, permettant de limiter l'erreur d'échantillonnage et de mesure.

2. En cas d'utilisation d'appareils de chromatographie en phase gazeuse en ligne ou d'analyseurs de gaz avec ou sans extraction pour la détermination des émissions, l'exploitant sollicite l'autorisation préalable de l'autorité compétente. Ces appareils sont uniquement utilisés pour déterminer la composition des matières et combustibles gazeux. À titre de mesure minimale d'assurance de la qualité, l'exploitant veille à ce que l'instrument fasse l'objet d'une validation initiale renouvelée chaque année.

3. Les résultats des analyses ne sont utilisés que pour la période de livraison ou pour le lot de combustible ou de matière pour lesquels les échantillons ont été prélevés et dont ils sont censés être représentatifs.

Pour la détermination d'un paramètre donné, l'exploitant utilise les résultats de toutes les analyses effectuées qui se rapportent à ce paramètre.

*Article 33***Plan d'échantillonnage**

1. Lorsque les facteurs de calcul sont déterminés au moyen d'analyses, l'exploitant, pour chaque combustible ou matière, soumet à l'approbation de l'autorité compétente un plan d'échantillonnage, sous la forme d'une procédure écrite, qui précise les modalités de préparation des échantillons, et en particulier les responsabilités, ainsi que les lieux, les fréquences de prélèvement, les quantités à prélever et les méthodes de stockage et de transport des échantillons.

▼B

L'exploitant veille à ce que les échantillons prélevés soient représentatifs du lot ou de la période de livraison concernés et exempts de biais. Les principaux éléments du plan d'échantillonnage sont convenus avec le laboratoire réalisant les analyses du combustible ou de la matière en question, et la preuve de cet accord figure dans le plan. L'exploitant met le plan à disposition aux fins de la vérification au titre du règlement d'exécution (UE) 2018/2067.

2. En accord avec le laboratoire réalisant les analyses du combustible ou de la matière concernés et sous réserve de l'approbation de l'autorité compétente, l'exploitant adapte les éléments du plan d'échantillonnage si les résultats d'analyse révèlent que l'hétérogénéité du combustible ou de la matière diffère sensiblement des données relatives à l'hétérogénéité sur la base desquelles le plan d'échantillonnage initial de ce combustible ou de cette matière a été établi.

*Article 34***Recours aux laboratoires**

1. L'exploitant veille à ce que les laboratoires auxquels il est fait appel pour réaliser les analyses en vue de la détermination des facteurs de calcul soient accrédités conformément à la norme EN ISO/IEC 17025 pour les méthodes d'analyse en question.

2. Il ne peut être fait appel à des laboratoires non accrédités conformément à la norme EN ISO/IEC 17025 pour la détermination des facteurs de calcul que si l'exploitant peut prouver de manière concluante à l'autorité compétente qu'il n'est pas techniquement possible de faire appel aux laboratoires visés au paragraphe 1, ou que cela entraînerait des coûts excessifs, et que les laboratoires non accrédités répondent à des exigences équivalentes à celles définies dans la norme EN ISO/IEC 17025.

3. L'autorité compétente considère qu'un laboratoire répond à des exigences équivalentes à celles définies dans la norme EN ISO/IEC 17025, au sens du paragraphe 2, lorsque l'exploitant fournit, dans la mesure du possible sous une forme et avec un niveau de détail semblables à ceux requis pour les procédures prescrites à l'article 12, paragraphe 2, les preuves requises conformément au deuxième et au troisième alinéa du présent paragraphe.

En ce qui concerne la gestion de la qualité, l'exploitant produit une certification accréditée du laboratoire conformément à la norme EN ISO/IEC 9001 ou à d'autres systèmes certifiés de gestion de la qualité qui couvrent le laboratoire. En l'absence de tels systèmes certifiés de gestion de la qualité, l'exploitant fournit d'autres éléments appropriés prouvant que le laboratoire est capable de gérer de façon fiable son personnel, ses procédures, ses documents et ses tâches.

En ce qui concerne la compétence technique, l'exploitant démontre que le laboratoire est compétent et capable d'obtenir des résultats valables sur le plan technique en utilisant les procédures d'analyse appropriées. Cette démonstration porte au moins sur les éléments suivants:

a) gestion de la compétence du personnel pour les tâches spécifiques à accomplir;

▼B

- b) adéquation des conditions d'hébergement et des conditions ambiantes;
- c) choix des méthodes d'analyse et des normes applicables;
- d) le cas échéant, gestion de l'échantillonnage et de la préparation des échantillons, et contrôle de leur intégrité;
- e) le cas échéant, mise au point et validation de nouvelles méthodes d'analyse ou application de méthodes ne relevant pas de normes nationales ou internationales;
- f) estimation de l'incertitude;
- g) gestion de l'équipement, y compris des procédures d'étalonnage, de correction, de maintenance et de réparation de l'équipement, et tenue de dossiers s'y rapportant;
- h) gestion et contrôle des données, des documents et des logiciels;
- i) gestion des éléments d'étalonnage et des matériaux de référence;
- j) assurance qualité des résultats de l'étalonnage et des essais, y compris participation régulière à des programmes d'essais d'aptitude dans le cadre desquels les méthodes d'analyse sont appliquées à des matériaux de référence certifiés, ou comparaisons avec un laboratoire accrédité;
- k) gestion des procédés externalisés;
- l) gestion des attributions et des plaintes des clients, et prise des mesures correctives en temps voulu.

*Article 35***Fréquence des analyses**

1. L'exploitant applique les fréquences d'analyse minimales indiquées à l'annexe VII pour les différents combustibles et matières.
2. L'autorité compétente peut autoriser l'exploitant à appliquer une fréquence qui diffère de celle visée au paragraphe 1 lorsqu'aucune fréquence minimale n'est indiquée ou lorsque l'exploitant démontre l'existence d'une des situations suivantes:
 - a) d'après les données historiques, y compris les valeurs d'analyse obtenues pour les combustibles ou matières concernés au cours de la période de déclaration précédant immédiatement la période de déclaration en cours, la variation des valeurs d'analyse obtenues pour les différents combustibles ou matières n'excède pas un tiers de la valeur d'incertitude que l'exploitant doit respecter pour la détermination des données d'activité des combustibles ou matières correspondants;
 - b) l'application de la fréquence prescrite entraînerait des coûts excessifs.

Lorsqu'une installation ne fonctionne qu'une partie de l'année ou lorsque des combustibles ou matières sont livrés en lots qui sont consommés sur plus d'une année civile, l'autorité compétente peut convenir avec l'exploitant d'un programme d'analyse plus approprié, à condition que cela se traduise par une incertitude comparable à celle visée au premier alinéa, point a).

▼B

Sous-section 4

Facteurs de calcul spécifiques*Article 36***Facteurs d'émission pour le CO₂**

1. L'exploitant détermine, pour les émissions de CO₂, les facteurs d'émission spécifiques des différentes activités.

2. Les facteurs d'émission des combustibles, y compris lorsqu'ils sont utilisés comme matières entrantes, sont exprimés en t CO₂/TJ.

Dans le cas des émissions de combustion, l'autorité compétente peut autoriser l'exploitant à utiliser un facteur d'émission exprimé en t CO₂/t ou en t CO₂/Nm³ pour un combustible, lorsque cela permet de calculer les émissions avec une précision au moins équivalente ou lorsque l'utilisation d'un facteur d'émission exprimé en t CO₂/TJ entraînerait des coûts excessifs.

3. Pour convertir la teneur en carbone en valeur correspondante d'un facteur d'émission relatif au CO₂ ou inversement, l'exploitant applique le facteur 3,664 t CO₂/t C.

*Article 37***Facteurs d'oxydation et de conversion**

1. L'exploitant applique au minimum le niveau 1 pour déterminer les facteurs d'oxydation ou de conversion. L'exploitant donne la valeur 1 au facteur d'oxydation ou de conversion si le facteur d'émission tient compte de l'effet d'une oxydation ou d'une conversion incomplète.

L'autorité compétente peut toutefois exiger que les exploitants appliquent systématiquement le niveau 1.

2. Lorsque plusieurs combustibles sont utilisés dans une installation et que le niveau 3 doit être appliqué pour le facteur d'oxydation spécifique, l'exploitant peut demander l'autorisation de l'autorité compétente pour recourir à l'une des possibilités suivantes:

- a) déterminer un facteur d'oxydation global pour l'ensemble du processus de combustion, et l'appliquer à tous les combustibles;
- b) attribuer une oxydation incomplète à un flux majeur et donner la valeur 1 au facteur d'oxydation des autres flux.

▼M5

En cas d'utilisation de combustibles mixtes, l'exploitant démontre que l'application du point a) ou b) du premier alinéa n'entraîne pas une sous-estimation des émissions.

▼ B

Sous-section 5

▼ M5

Traitement de la biomasse, des carburants de synthèse à faible teneur en carbone, des carburants renouvelables d'origine non biologique et des carburants à base de carbone recyclé

▼ B*Article 38***Flux de biomasse**

1. L'exploitant peut déterminer les données d'activité d'un flux de ► M5 carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro ◀ sans recourir aux niveaux et sans fournir d'analyse attestant la teneur en ► M5 carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro ◀, si le flux est exclusivement constitué de ► M5 carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro ◀ et si l'exploitant peut garantir qu'il n'est pas contaminé par d'autres matières ou combustibles.

▼ M5

▼ B

2. ► M5 _____ ◀

Le facteur d'émission de chaque combustible ou matière qui figure dans la déclaration est obtenu en multipliant le facteur d'émission préliminaire déterminé conformément à l'article 30 par la fraction fossile du combustible ou de la matière.

3. La tourbe, la xylite et les fractions fossiles des combustibles ou matières mixtes ne sont pas considérées comme de la biomasse.

4. Lorsque la ► M5 fraction de la biomasse dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro ◀ de combustibles ou matières mixtes est supérieure ou égale à 97 % ou que, du fait de la quantité d'émissions associée à la fraction fossile du combustible ou de la matière, les conditions caractérisant un flux de minimis sont réunies, l'autorité compétente peut autoriser l'exploitant à appliquer des méthodes ne reposant pas sur des niveaux, et notamment la méthode du bilan énergétique, pour déterminer les données d'activité et les facteurs de calcul pertinents.

▼ M5

▼ M1

5. ► M5 Les biocarburants, les bioliquides et les combustibles issus de la biomasse satisfont aux critères de durabilité et de réduction des émissions de gaz à effet de serre énoncés à l'article 29, paragraphes 2 à 7 et 10, de la directive (UE) 2018/2001, afin d'être comptabilisés dans la fraction issue de la biomasse d'un flux dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro. ◀

Toutefois, les biocarburants, les bioliquides et les combustibles issus de la biomasse produits à partir de déchets et de résidus, autres que les résidus de l'agriculture, de l'aquaculture, de la pêche et de la sylviculture, ne doivent remplir que les critères énoncés à l'article 29, paragraphe 10, de la directive (UE) 2018/2001. Le présent alinéa s'applique également aux déchets et résidus qui sont d'abord transformés en un produit avant d'être transformés ensuite en biocarburants, bioliquides et combustibles issus de la biomasse.

L'électricité, le chauffage et le refroidissement produits à partir de déchets municipaux solides ne sont pas soumis aux critères énoncés à l'article 29, paragraphe 10, de la directive (UE) 2018/2001.

▼ M1

Les critères établis à l'article 29, paragraphes 2 à 7 et paragraphe 10, de la directive (UE) 2018/2001 s'appliquent quelle que soit l'origine géographique de la biomasse.

L'article 29, paragraphe 10, de la directive (UE) 2018/2001 s'applique à une installation telle que définie à l'article 3, point e), de la directive 2003/87/CE.

▼ M5

Le respect des critères fixés à l'article 29, paragraphes 2 à 7 et paragraphe 10, de la directive (UE) 2018/2001 est évalué conformément aux dispositions de l'article 30 et de l'article 31, paragraphe 1, de ladite directive. Les critères peuvent également être considérés comme respectés si l'exploitant apporte la preuve de l'achat d'une quantité de biocarburant, de bioliquide ou de biogaz liée à l'annulation de la quantité correspondante dans la base de données de l'Union créée conformément à l'article 31 *bis* ou dans une base de données nationale créée par l'État membre conformément à l'article 31 *bis*, paragraphe 5, de ladite directive. En cas de non-respect ultérieur des exigences relatives à la preuve de la durabilité des quantités annulées dans les bases de données susmentionnées, l'autorité compétente corrige les émissions vérifiées en conséquence.

Lorsque la biomasse utilisée n'est pas conforme au présent paragraphe, sa teneur en carbone est considérée comme du carbone fossile.

Lorsque, conformément aux premier à sixième alinéas du présent paragraphe, les critères énoncés à l'article 29, paragraphes 2 à 7 et 10, de la directive (UE) 2018/2001 ne s'appliquent pas à la biomasse, la fraction issue de la biomasse dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro est égal à sa fraction issue de la biomasse.

▼ M3

6. Par dérogation au paragraphe 5, premier alinéa, les États membres, ou les autorités compétentes, le cas échéant, peuvent considérer que les critères de durabilité et de réduction des émissions de gaz à effet de serre visés audit paragraphe sont satisfaits en ce qui concerne les biocarburants, les bioliquides et les combustibles issus de la biomasse utilisés pour la combustion du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022.

▼ B*Article 39***Détermination de la fraction issue de la biomasse et de la fraction fossile****▼ M5**

1. Pour les combustibles ou les matières contenant de la biomasse, l'exploitant peut soit considérer que la part de la biomasse est nulle et appliquer une fraction issue de la biomasse par défaut de 0 %, soit déterminer une fraction issue de la biomasse conformément au paragraphe 2, en appliquant les niveaux définis à la section 2.4 de l'annexe II du présent règlement.

▼ B

2. Lorsque, en fonction du niveau appliqué, l'exploitant doit effectuer des analyses pour déterminer la fraction issue de la biomasse, il détermine cette fraction issue de la biomasse conformément à une norme pertinente et aux méthodes d'analyse qu'elle prescrit, cette norme et ces méthodes d'analyse devant être approuvées par l'autorité compétente.

▼ M5

Lorsque, en fonction du niveau appliqué, l'exploitant doit effectuer des analyses pour déterminer la fraction issue de la biomasse, mais que l'application du premier alinéa n'est pas techniquement réalisable ou entraînerait des coûts excessifs, l'exploitant soumet à l'approbation de l'autorité compétente une méthode alternative pour déterminer la fraction issue de la biomasse. Pour les combustibles ou les matières issus d'un procédé de production dont les flux entrants sont connus et traçables, l'exploitant peut fonder cette estimation sur un bilan des matières du carbone d'origine fossile et du carbone issu de la biomasse à l'entrée et à la sortie du procédé.

▼ B

La Commission peut fournir des lignes directrices sur d'autres méthodes d'estimation applicables.

▼ M5

▼ M4

3. Par dérogation aux dispositions des paragraphes 1 et 2 du présent article et de l'article 30, sauf aux fins de ►**M5** l'article 43, paragraphe 4 *ter* ◀, l'exploitant n'a pas recours à des analyses ou à des méthodes d'estimation conformément au paragraphe 2 du présent article pour déterminer la fraction issue de la biomasse du gaz naturel reçu d'un réseau de gaz auquel du biogaz est ajouté.

▼ M5

L'exploitant peut déterminer qu'une certaine quantité de gaz naturel provenant du réseau de gaz est du biogaz dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro en utilisant la méthode décrite au paragraphe 4. Dans ce cas, par dérogation à l'article 30, paragraphe 3, l'exploitant considère que la fraction issue de la biomasse est identique à la fraction issue de la biomasse dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro.

4. L'exploitant peut déterminer la fraction issue de la biomasse et la fraction (identique) issue de la biomasse du biogaz dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro en utilisant des données d'achat de biogaz d'une valeur énergétique équivalent, à condition qu'il apporte la preuve, à la satisfaction de l'autorité compétente, que:

▼ M1

- a) il n'y a pas de double comptage de la même quantité de biogaz, en particulier que personne d'autre ne revendique l'utilisation du biogaz acheté, y compris par la présentation d'une garantie d'origine telle que définie à l'article 2, point 12, de la directive (UE) 2018/2001;
- b) l'exploitant et le producteur de biogaz sont raccordés au même réseau gazier.

▼ M5

Afin de prouver qu'il respecte les exigences du présent paragraphe, l'exploitant peut utiliser les données enregistrées dans une base de données créée par un ou plusieurs États membres qui permet de retracer les transferts de biogaz. Le respect de ce paragraphe peut être considéré comme démontré si l'exploitant apporte la preuve de l'achat d'une quantité de biogaz liée à l'annulation de la quantité correspondante

▼ **M5**

dans la base de données de l'Union créée conformément à l'article 31 *bis* de la directive (UE) 2018/2001 ou dans une base de données nationale créée par l'État membre conformément à l'article 31 *bis*, paragraphe 5, de ladite directive. En cas de non-respect ultérieur des exigences relatives à la preuve de la durabilité des quantités annulées dans les bases de données susmentionnées, l'autorité compétente corrige les émissions vérifiées en conséquence.

Article 39 bis

Détermination de la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé ou de la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone et de la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé ou de la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro

1. Pour les combustibles ou les matières contenant des carburants renouvelables d'origine non biologique, des carburants à base de carbone recyclé ou des carburants de synthèse à faible teneur en carbone pour lesquels l'exploitant n'est pas en mesure de déterminer la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé ou la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone conformément au paragraphe 2, l'exploitant présume l'absence de tels carburants et applique une fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé ou une fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone par défaut de 0 %.

2. L'exploitant détermine les facteurs de calcul suivants relatifs à la composition des carburants sur la base du bilan massique conformément à l'article 30, paragraphe 1, de la directive (UE) 2018/2001:

- i) la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé ou la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro;
- ii) la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé ou la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone.

Par dérogation au premier alinéa, si l'exploitant ne souhaite pas faire usage de l'attribution d'un facteur d'émission considéré comme égal à zéro, pour la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé ou la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone, d'autres méthodes peuvent être utilisées, telles qu'un bilan des matières du procédé de mélange ou de production à partir duquel le combustible ou la matière est obtenu.

3. La teneur en carbone des carburants pouvant être considérés comme des carburants renouvelables d'origine non biologique ou des carburants à base de carbone recyclé au titre de la directive (UE) 2018/2001 qui satisfont aux critères de réduction des émissions de gaz à effet de serre énoncés à l'article 29 *bis* de ladite directive est considérée comme ayant un facteur d'émission égal à zéro.

Le respect des critères fixés à l'article 29 *bis* de la directive (UE) 2018/2001 doit être évalué conformément aux dispositions de l'article 30 et de l'article 31, paragraphe 1, de ladite directive. Les critères peuvent également être considérés comme respectés si l'exploitant apporte la preuve de l'achat d'une quantité de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé liée à l'annulation de la quantité correspondante dans la base de données de l'Union créée conformément à l'article 31 *bis* de la directive (UE) 2018/2001 ou dans une base de données nationale créée par les États membres conformément à l'article 31 *bis*, paragraphe 5, de ladite directive. En cas de non-respect ultérieur des exigences relatives à la preuve de la durabilité des quantités annulées dans les bases de données susmentionnées, l'autorité compétente corrige les émissions vérifiées en conséquence.

▼ M5

Lorsque les carburants renouvelables d'origine non biologique ou les carburants à base de carbone recyclé ne satisfont pas aux critères visés au premier alinéa, leur teneur en carbone est considérée comme du carbone fossile.

4. Les carburants de synthèse à faible teneur en carbone ont un facteur d'émission considéré comme égal à zéro lorsque leur teneur en carbone a fait l'objet d'une restitution préalable de quotas au titre de la directive 2003/87/CE, sauf si le carbone capté est un carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro tel que défini à l'article 3, point 38 *septies*), du présent règlement.

Le respect des critères fixés à l'article 29 *bis*, paragraphe 3, de la directive (UE) 2018/2001 doit être évalué conformément aux dispositions de l'article 30 et de l'article 31, paragraphe 1, de ladite directive. Les critères peuvent également être considérés comme respectés si l'exploitant apporte la preuve de l'achat d'une quantité de carburants de synthèse à faible teneur en carbone liée à l'annulation de la quantité correspondante dans la base de données de l'Union créée conformément à l'article 31 *bis* de la directive (UE) 2018/2001 ou dans une base de données nationale créée par l'État membre conformément à l'article 31 *bis*, paragraphe 5, de ladite directive. En cas de non-respect ultérieur des exigences relatives à la preuve de la durabilité des quantités annulées dans les bases de données susmentionnées, l'autorité compétente corrige les émissions vérifiées en conséquence.

Dans tous les autres cas, la teneur en carbone des carburants de synthèse à faible teneur en carbone est considérée comme du carbone fossile.

5. L'exploitant peut déterminer la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé et la fraction identique de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro lorsque ces fractions ont été injectées dans un réseau de gaz naturel en utilisant des données d'achat de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé d'une valeur énergétique équivalente, à condition qu'il apporte la preuve, à la satisfaction de l'autorité compétente, que:

- a) il n'y a pas de double comptabilisation de la même quantité de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé, et, en particulier, que personne d'autre ne revendique l'utilisation des carburants renouvelables d'origine non biologique ou des carburants à base de carbone recyclé achetés, y compris par la présentation d'une garantie d'origine telle que définie à l'article 2, point 12, de la directive (UE) 2018/2001;
- b) l'exploitant et le producteur des carburants renouvelables d'origine non biologique ou carburants à base de carbone recyclé sont raccordés au même réseau gazier.

Le respect de ce paragraphe peut être considéré comme démontré si l'exploitant apporte la preuve de l'achat d'une quantité de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé gazeux liée à l'annulation de la quantité correspondante dans la base de données de l'Union créée conformément à l'article 31 *bis* de la directive (UE) 2018/2001 ou dans une base de données nationale créée par l'État membre conformément à l'article 31 *bis*, paragraphe 5, de ladite directive. En cas de non-respect ultérieur des exigences relatives à la preuve de la durabilité des quantités annulées dans les bases de données susmentionnées, l'autorité compétente corrige les émissions vérifiées en conséquence.



SECTION 3

Méthode fondée sur la mesure

Article 40

Utilisation d'une méthode de surveillance fondée sur la mesure

L'exploitant applique une méthode fondée sur la mesure pour toutes les émissions de protoxyde d'azote (N₂O), comme indiqué à l'annexe IV, ainsi que pour la quantification du CO₂ transféré conformément à l'article 49.

L'exploitant peut en outre utiliser une méthode fondée sur la mesure pour les sources d'émission de CO₂ s'il peut prouver que, pour chaque source d'émission, les niveaux requis conformément à l'article 41 sont respectés.

Article 41

Niveaux applicables

1. Pour chaque source d'émission majeure, l'exploitant applique les dispositions ci-après:

- a) dans le cas des installations de catégorie A, au minimum les niveaux indiqués à la section 2 de l'annexe VIII;
- b) dans les autres cas, le niveau le plus élevé indiqué à la section 1 de l'annexe VIII.

L'exploitant peut toutefois appliquer un niveau immédiatement inférieur aux niveaux prescrits au premier alinéa dans le cas des installations de catégorie C et descendre jusqu'à deux niveaux en dessous pour les installations des catégories A et B, le niveau 1 étant un minimum, s'il démontre de manière concluante à l'autorité compétente que le niveau prescrit au premier alinéa n'est pas techniquement réalisable ou entraînerait des coûts excessifs.

2. Pour les émissions issues de sources mineures, l'exploitant peut appliquer un niveau immédiatement inférieur aux niveaux prescrits au premier alinéa du paragraphe 1 — le niveau 1 étant un minimum — s'il démontre de manière concluante à l'autorité compétente que le niveau prescrit au premier alinéa du paragraphe 1 n'est pas techniquement réalisable ou entraînerait des coûts excessifs.

Article 42

Normes et laboratoires de mesure

1. Toutes les mesures sont réalisées à l'aide de méthodes fondées sur:

- a) la norme EN 14181 (Émissions de sources fixes — assurance qualité des systèmes automatiques de mesure);

▼B

- b) la norme EN 15259 (Qualité de l'air — mesurage des émissions de sources fixes — exigences relatives aux sections et aux sites de mesurage et relatives à l'objectif, au plan et au rapport de mesurage);
- c) d'autres normes EN pertinentes, notamment la norme EN ISO 16911-2 (Émissions de sources fixes - Détermination manuelle et automatique de la vitesse et du débit-volume d'écoulement dans les conduits).

En l'absence de telles normes, les méthodes sont fondées sur les normes ISO, les normes publiées par la Commission ou les normes nationales pertinentes. En l'absence de norme publiée, l'exploitant s'appuie sur les projets de normes, sur les lignes directrices sur les meilleures pratiques publiées par l'industrie ou sur d'autres méthodes scientifiquement validées, permettant de limiter l'erreur d'échantillonnage et de mesure.

L'exploitant prend en considération tous les aspects du système de mesure continue, en particulier l'emplacement de l'équipement, l'étalonnage, le mesurage, l'assurance qualité et le contrôle de la qualité.

2. L'exploitant veille à ce que les laboratoires réalisant les mesures et procédant à l'étalonnage et au contrôle des équipements des systèmes de mesure continue des émissions (SMCE) soient accrédités conformément à la norme EN ISO/IEC 17025 pour les méthodes d'analyse ou les activités d'étalonnage concernées.

Si le laboratoire ne dispose pas de cette accréditation, l'exploitant veille à ce que les exigences équivalentes énoncées à l'article 34, paragraphes 2 et 3, soient respectées.

*Article 43***Détermination des émissions**

1. L'exploitant détermine les émissions annuelles d'une source d'émission au cours de la période de déclaration en additionnant toutes les valeurs horaires mesurées de la concentration de gaz à effet de serre sur la période de déclaration et en les multipliant par les valeurs horaires du débit d'effluents gazeux (les valeurs horaires étant des moyennes de tous les résultats de mesure obtenus pour l'heure d'exploitation considérée).

Dans le cas des émissions de CO₂, l'exploitant détermine les émissions annuelles à l'aide de l'équation 1 de l'annexe VIII. Le CO émis dans l'atmosphère est considéré comme la quantité molaire équivalente de CO₂.

Dans le cas du protoxyde d'azote (N₂O), l'exploitant détermine les émissions annuelles à l'aide de l'équation figurant à l'annexe IV, section 16, sous-section B.1.

2. Lorsque plusieurs sources d'émission coexistent dans une installation et que les émissions ne peuvent pas être mesurées globalement, l'exploitant mesure séparément les émissions provenant de ces sources et additionne les résultats pour obtenir les émissions totales du gaz en question au cours de la période de déclaration.

3. L'exploitant détermine la concentration de gaz à effet de serre dans les effluents gazeux par mesure continue en un point représentatif, de l'une des façons suivantes:

▼ B

- a) par mesure directe;
- b) en cas de forte concentration dans les effluents gazeux, par calcul de la concentration au moyen d'une mesure indirecte de la concentration, à l'aide de l'équation 3 de l'annexe VIII, compte tenu des concentrations mesurées de tous les autres constituants du flux de gaz conformément au plan de surveillance de l'exploitant.

▼ M5

4. Le cas échéant, l'exploitant détermine séparément toute quantité de CO₂ issu de la biomasse. À cette fin, l'exploitant peut utiliser:

▼ B

- a) une méthode fondée sur le calcul, notamment une méthode d'analyse et d'échantillonnage fondée sur la norme EN ISO 13833 [Émissions de sources fixes — Détermination du rapport du dioxyde de carbone de la biomasse (biogénique) et des dérivés fossiles — Échantillonnage et détermination au radiocarbone];
- b) une autre méthode fondée sur une norme pertinente, comme la norme ISO 18466 (Émission des sources fixes - Détermination de la fraction biogénique de CO₂ dans les gaz de cheminées en utilisant la méthode des bilans);
- c) une méthode d'estimation publiée par la Commission.

▼ M5

Lorsque la méthode proposée par l'exploitant implique un échantillonnage continu des effluents gazeux, il convient d'appliquer la norme EN 15259 (Qualité de l'air — Mesurage des émissions de source fixe — Exigences relatives aux sections et aux sites de mesurage et relatives à l'objectif, au plan et au rapport de mesurage). Le plan d'échantillonnage visé à l'article 33 est proportionné à la fréquence d'analyse conformément à l'annexe VII du présent règlement et garantit la représentativité pour l'ensemble de l'année de référence.

▼ M1

Aux fins du présent article, l'article 38, paragraphe 5, s'applique.

▼ M4

Lorsque la méthode proposée par l'exploitant implique un échantillonnage continu des effluents gazeux et que l'installation consomme du gaz naturel du réseau, l'exploitant déduit le CO₂ issu de tout biogaz contenu dans le gaz naturel des émissions totales mesurées de CO₂. La fraction issue de la biomasse du gaz naturel est déterminée conformément aux articles 32 à 35.

▼ M5

4 *bis*. L'exploitant utilise la fraction issue de la biomasse déterminée conformément au paragraphe 4 comme étant la fraction issue de la biomasse dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro si les conditions suivantes sont satisfaites pour tous les combustibles ou toutes les matières donnant lieu à des émissions auxquelles la méthode fondée sur la mesure est appliquée:

- i) conformément aux premier à sixième alinéas de l'article 38, paragraphe 5, du présent règlement, les critères énoncés à l'article 29, paragraphes 2 à 7 et 10, de la directive (UE) 2018/2001 ne s'appliquent pas; ou

▼ M5

- ii) 100 % de la fraction issue de la biomasse du combustible ou de la matière utilisés sont couverts par les éléments de preuve pertinents conformément à l'article 38, paragraphe 5, du présent règlement.

La condition ii) est réputée remplie pour le biogaz faisant l'objet d'une surveillance au titre de l'article 39, paragraphe 4, du présent règlement.

Lorsque les conditions i) et ii) ne sont pas remplies pour les combustibles ou les matières donnant lieu à des émissions auxquelles la méthode fondée sur la mesure est appliquée, l'exploitant détermine la fraction issue de la biomasse dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro pour ces combustibles ou matières en utilisant une méthode fondée sur le calcul conformément aux articles 24 à 39 *bis* du présent règlement.

4 ter. L'exploitant peut déduire des émissions totales de la source les émissions provenant de la biomasse dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro, déterminées conformément au paragraphe 4 *bis* du présent article.

Lorsque la méthode proposée par l'exploitant pour déterminer la fraction issue de la biomasse dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro implique un échantillonnage continu des effluents gazeux et que l'installation consomme du gaz naturel du réseau, l'exploitant détermine la quantité physique de CO₂ du biogaz utilisé conformément aux articles 32 à 35 du présent règlement et déduit la quantité de CO₂ correspondante de la quantité de CO₂ dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro déterminée conformément au paragraphe 4 *bis* du présent article.

4 quater. Lorsque l'exploitant utilise des carburants renouvelables d'origine non biologique, des carburants à base de carbone recyclé ou des carburants de synthèse à faible teneur en carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro dans un procédé pour lequel la méthode fondée sur la mesure est appliquée, il peut déduire des émissions totales les émissions provenant des carburants renouvelables d'origine non biologique, des carburants à base de carbone recyclé ou des carburants de synthèse à faible teneur en carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro.

Les émissions des carburants renouvelables d'origine non biologique, des carburants à base de carbone recyclé ou des carburants de synthèse à faible teneur en carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro sont déterminées au moyen d'une méthode fondée sur le calcul conformément aux articles 24 à 39 *bis* du présent règlement. Elles correspondent aux données d'activité du carburant concerné multipliées par le facteur d'émission préliminaire et par la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro ou la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro.

▼ B

5. L'exploitant détermine le débit d'effluents gazeux aux fins du calcul visé au paragraphe 1 par une des méthodes suivantes:

▼ M5

- a) par calcul, au moyen d'un bilan des matières approprié, tenant compte de tous les paramètres importants à l'entrée, notamment, pour les émissions de CO₂, au moins des charges de matières entrantes, du débit d'air entrant et du rendement du procédé, ainsi que des paramètres à la sortie, y compris au moins de la quantité de produit fabriquée et des concentrations d'oxygène (O₂), de dioxyde de soufre (SO₂) et d'oxydes d'azote (NO_x)

▼ B

- b) par mesure continue du débit en un point représentatif.

*Article 44***Agrégation des données****▼ M5**

1. L'exploitant calcule des moyennes horaires pour chaque paramètre, notamment la concentration et le débit, servant à la détermination

▼M5

des émissions ou des quantités de CO₂ transférées par une méthode fondée sur la mesure en utilisant tous les relevés disponibles pour l'heure considérée.

▼B

Si l'exploitant est en mesure de produire des données pour des périodes de référence plus courtes sans générer de coût supplémentaire, il utilise ces périodes de référence pour déterminer les émissions annuelles conformément à l'article 43, paragraphe 1.

2. Si l'équipement de mesure continue d'un paramètre est en dérangement, mal réglé ou hors service pendant une partie de l'heure ou de la période de référence visée au paragraphe 1, l'exploitant calcule la moyenne horaire correspondante au prorata des relevés restants pour l'heure ou la période de référence plus courte considérée, à condition qu'au moins 80 % du nombre maximal de relevés pouvant être obtenus pour un paramètre soient disponibles.

Les paragraphes 2 à 4 de l'article 45 s'appliquent lorsque moins de 80 % du nombre maximal de relevés pouvant être obtenus pour un paramètre sont disponibles.

*Article 45***Données manquantes**

1. Lorsqu'un élément de l'équipement de mesure faisant partie d'un SMCE est hors service pendant plus de cinq jours consécutifs au cours d'une année civile, l'exploitant en informe l'autorité compétente dans les meilleurs délais et propose des mesures appropriées pour améliorer la qualité du SMCE concerné.

2. Lorsque, en raison d'un dérangement, d'un mauvais réglage ou d'un dysfonctionnement de l'équipement, il est impossible d'obtenir une heure de données valides ou des données valides sur une période de référence plus courte au sens de l'article 44, paragraphe 1, pour un ou plusieurs des paramètres de la méthode fondée sur la mesure, l'exploitant détermine des valeurs de substitution pour chaque heure de données manquantes.

3. Lorsqu'il est impossible d'obtenir une heure de données valides ou des données valides sur une période de référence plus courte pour un paramètre mesuré directement en tant que concentration, l'exploitant calcule une valeur de substitution en additionnant la concentration moyenne et deux fois l'écart-type associé à cette moyenne, à l'aide de l'équation 4 de l'annexe VIII.

Lorsque la période de déclaration ne convient pas pour la détermination de ces valeurs de substitution en raison de modifications techniques importantes intervenues dans l'installation, l'exploitant convient avec l'autorité compétente d'un intervalle de temps représentatif, correspondant si possible à une année, pour déterminer la moyenne et l'écart-type.

4. Lorsqu'il n'est pas possible d'obtenir une heure de données valides pour un paramètre autre que la concentration, l'exploitant calcule des valeurs de substitution de ce paramètre à l'aide d'un modèle approprié de bilan massique ou d'un bilan énergétique du procédé. L'exploitant valide les résultats en utilisant les autres paramètres mesurés de la méthode fondée sur la mesure et les données obtenues dans des conditions de fonctionnement normales, pour une période de même durée que celle pour laquelle les données sont manquantes.

▼B*Article 46***Corroboration par calcul des émissions**

L'exploitant corrobore les émissions déterminées par une méthode fondée sur la mesure, à l'exception des émissions de N₂O liées à la production d'acide nitrique et des gaz à effet de serre transférés vers un ►**M5** infrastructure de transport de CO₂ ◀ ou dans un site de stockage, en calculant les émissions annuelles de chaque gaz à effet de serre considéré, pour les mêmes sources d'émission et les mêmes flux.

L'application de méthodes fondées sur des niveaux n'est pas obligatoire.

*SECTION 4***Dispositions spéciales***Article 47***Installations à faible niveau d'émission**

1. L'autorité compétente peut autoriser l'exploitant à présenter un plan de surveillance simplifié conformément à l'article 13, pour autant que celui-ci exploite une installation à faible niveau d'émission.

Le premier alinéa ne s'applique pas aux installations menant des activités pour lesquelles le N₂O est inclus conformément à l'annexe I de la directive 2003/87/CE.

2. Aux fins du paragraphe 1, premier alinéa, une installation est considérée comme une installation à faible niveau d'émission lorsqu'au moins une des conditions suivantes est respectée:

- a) les émissions annuelles moyennes de l'installation qui ont été consignées dans les déclarations d'émissions vérifiées au cours de la période d'échanges précédant immédiatement la période d'échanges en cours étaient inférieures à 25 000 tonnes de CO_{2(c)} par an, compte non tenu du CO₂ issu de la ►**M5** carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro ◀ et avant déduction du CO₂ transféré;
- b) les émissions annuelles moyennes visées au point a) ne sont pas disponibles ou ne sont plus utilisables en raison de modifications apportées aux limites de l'installation ou aux conditions d'exploitation, mais, sur la base d'une estimation prudente, les émissions annuelles de cette installation au cours des cinq prochaines années seront inférieures à 25 000 tonnes de CO_{2(c)} par an, compte non tenu du CO₂ issu de la ►**M5** carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro ◀ et avant déduction du CO₂ transféré.

▼M5**▼B**

3. L'exploitant d'une installation à faible niveau d'émission n'est pas tenu de présenter les justificatifs mentionnés à l'article 12, paragraphe 1, troisième alinéa, et il est dispensé de l'obligation de soumettre un rapport sur les améliorations apportées tel que visé à l'article 69, paragraphe 4, en réponse aux recommandations d'amélioration indiquées par le vérificateur dans le rapport de vérification.

▼B

4. Par dérogation aux dispositions de l'article 27, l'exploitant d'une installation à faible niveau d'émission peut déterminer la quantité de combustible ou de matière en utilisant les données d'achat consignées et les estimations des variations des stocks. L'exploitant est également dispensé de l'obligation de fournir à l'autorité compétente l'évaluation de l'incertitude visée à l'article 28, paragraphe 2.

5. L'exploitant d'une installation à faible niveau d'émission est dispensé de l'obligation, énoncée à l'article 28, paragraphe 2, d'inclure l'incertitude liée aux variations des stocks dans l'évaluation de l'incertitude.

6. Par dérogation aux dispositions de l'article 26, paragraphe 1, et de l'article 41, paragraphe 1, l'exploitant d'une installation à faible niveau d'émission peut appliquer au minimum le niveau 1 pour déterminer les données d'activité et les facteurs de calcul pour chaque flux et pour déterminer les émissions par une méthode fondée sur la mesure, à moins qu'un niveau de précision plus élevé ne puisse être obtenu sans effort supplémentaire de sa part, sans avoir à démontrer que l'application de niveaux plus élevés n'est pas techniquement réalisable ou entraînerait des coûts excessifs.

7. Aux fins de la détermination des facteurs de calcul sur la base d'analyses conformément à l'article 32, l'exploitant d'une installation à faible niveau d'émission peut recourir à tout laboratoire techniquement compétent et capable de produire des résultats valables sur le plan technique à l'aide des méthodes d'analyse appropriées, et il atteste l'existence des mesures d'assurance de la qualité visées à l'article 34, paragraphe 3.

8. Lorsqu'une installation à faible niveau d'émission faisant l'objet d'une surveillance simplifiée dépasse le seuil visé au paragraphe 2 au cours d'une année civile, son exploitant en informe l'autorité compétente dans les meilleurs délais.

L'exploitant soumet sans tarder une modification importante au sens de l'article 15, paragraphe 3, point b), du plan de surveillance à l'approbation de l'autorité compétente.

Toutefois, l'autorité compétente autorise l'exploitant à poursuivre la surveillance simplifiée si celui-ci lui prouve de manière concluante que le seuil visé au paragraphe 2 n'a pas déjà été dépassé au cours des cinq dernières périodes de déclaration et qu'il ne sera plus dépassé à compter de la période de déclaration suivante.

*Article 48***CO₂ intrinsèque**

1. Le CO₂ intrinsèque qui est transféré dans une installation, y compris celui contenu dans le gaz naturel ou dans les effluents gazeux (comme le gaz de haut fourneau ou le gaz de cokerie) ou dans les matières entrantes (comme le gaz de synthèse), est comptabilisé dans le facteur d'émission défini pour ce flux.

▼M5

2. Lorsque le CO₂ intrinsèque provient d'activités visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE ou incluses conformément à l'article 24 de cette directive et est ensuite transféré en tant que constituant d'un flux dans une autre installation et aux fins d'une activité relevant de ladite directive, il n'est pas comptabilisé dans les émissions de l'installation d'origine. Pour la détermination de la fraction issue de la biomasse dont

▼ M5

le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro, de la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro ou de la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro du CO₂ intrinsèque conformément à l'article 39 du présent règlement, l'exploitant de l'installation qui transfère veille à ce que la méthode de surveillance choisie ne sous-estime pas systématiquement les émissions totales de l'installation qui transfère.

▼ B

Toutefois, lorsque le CO₂ intrinsèque est émis ou transféré à partir de l'installation vers des entités qui ne relèvent pas de la directive 2003/87/CE, il est comptabilisé dans les émissions de l'installation d'origine.

▼ M5

3. Les exploitants peuvent déterminer les quantités de CO₂ intrinsèque transférées hors de l'installation à la fois au niveau de l'installation qui transfère et au niveau de l'installation réceptrice. Les quantités de CO₂ intrinsèque respectivement transférées et réceptionnées ainsi que la fraction issue de la biomasse, la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé et la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro correspondantes sont alors identiques.

▼ B

Lorsque les quantités de CO₂ intrinsèque transférées et réceptionnées ne sont pas identiques et que l'écart entre les deux valeurs est imputable à l'incertitude des systèmes de mesure ou à la méthode de détermination, c'est la moyenne arithmétique des deux valeurs déterminées qui est utilisée dans la déclaration d'émissions de l'installation expéditrice et dans celle de l'installation réceptrice. En pareil cas, la déclaration d'émissions fait état de l'ajustement de cette valeur.

Si l'écart entre les valeurs ne peut s'expliquer par la plage d'incertitude approuvée des systèmes de mesure ou de la méthode de détermination, les exploitants des installations expéditrice et réceptrice rapprochent les valeurs en procédant à des ajustements prudents approuvés par l'autorité compétente.

*Article 49***CO₂ transféré****▼ M5**

1. L'exploitant déduit des émissions de l'installation toute quantité de CO₂ provenant des activités couvertes par l'annexe I de la directive 2003/87/CE qui ne provient pas de carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro et qui n'est pas émise par l'installation, mais qui est transférée hors de l'installation vers l'une des installations suivantes:

- i) une installation de captage aux fins du transport et du stockage géologique à long terme dans un site de stockage autorisé en vertu de la directive 2009/31/CE;
- ii) une infrastructure de transport de CO₂ aux fins du stockage géologique à long terme dans un site de stockage autorisé en vertu de la directive 2009/31/CE;
- iii) un site de stockage autorisé en vertu de la directive 2009/31/CE aux fins du stockage géologique à long terme.

▼ B

2. L'exploitant de l'installation expéditrice indique, dans sa déclaration d'émissions annuelle, le code d'identification de l'installation réceptrice reconnu conformément aux actes adoptés en vertu de l'article 19, paragraphe 3, de la directive 2003/87/CE, si l'installation réceptrice est couverte par ladite directive. Dans tous les autres cas, l'exploitant de l'installation expéditrice fournit le nom et l'adresse de l'installation réceptrice, ainsi que les coordonnées d'une personne à contacter.

Le premier alinéa s'applique également à l'installation réceptrice en ce qui concerne le code d'identification de l'installation expéditrice.

▼ M5

3. Pour déterminer la quantité de CO₂ transférée d'une installation ou d'une infrastructure de transport de CO₂ vers une autre installation ou infrastructure de transport de CO₂ conformément au paragraphe 1, l'exploitant applique, sous réserve des autres dispositions énoncées à l'annexe IV du présent règlement, soit une méthode fondée sur le calcul, soit une méthode fondée sur la mesure, conformément aux articles 43, 44 et 45 du présent règlement.

Lorsque la méthode fondée sur la mesure est appliquée, la source d'émission correspond au point de mesure, et les émissions sont exprimées en quantité de CO₂ transférée.

4. Lorsqu'une méthode fondée sur la mesure est utilisée pour déterminer la quantité de CO₂ transférée d'une installation ou infrastructure de transport de CO₂ vers une autre, l'exploitant applique le niveau le plus élevé défini à la section 1 de l'annexe VIII du présent règlement.

Il peut toutefois appliquer le niveau immédiatement inférieur s'il démontre que l'application du niveau le plus élevé tel que défini à la section 1 de l'annexe VIII du présent règlement n'est pas techniquement faisable ou entraînerait des coûts excessifs.

▼ B

5. Les exploitants peuvent déterminer les quantités de CO₂ transférées hors de l'installation à la fois au niveau de l'installation qui transfère et au niveau de l'installation réceptrice. Dans ce cas, les dispositions de l'article 48, paragraphe 3, sont applicables.

▼ M5

6. En cas de transfert, vers une installation de captage, de CO₂ provenant de matières ou de combustibles contenant une fraction de carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro, l'installation qui transfère ne soustrait de ses émissions déclarées conformément au paragraphe 1 du présent article que la quantité de CO₂ proportionnelle à la fraction de carbone qui ne provient pas de carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro.

L'exploitant d'une infrastructure de transport de CO₂ ou d'un site de stockage surveille les émissions résultant de fuites, les émissions fugitives et les émissions de purge du CO₂ mentionné au premier alinéa, y compris du CO₂ provenant d'entités n'exerçant pas d'activités énumérées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE, et déclare ces émissions comme si le CO₂ était d'origine fossile.

▼ **M5**

7. L'exploitant d'une infrastructure de transport de CO₂ peut inclure dans les émissions déclarées au cours d'une période de déclaration donnée tout CO₂ en transit qui a été transféré vers une autre installation ou une autre infrastructure de transport de CO₂ au plus tard le 31 janvier de l'année suivante. L'exploitant dresse chaque année un inventaire du CO₂ qui entre et sort de l'infrastructure de transport de CO₂ et déclare séparément tout CO₂ en transit.

*Article 49 bis***Émissions chimiquement liées, de manière permanente, à un produit**

1. L'exploitant déduit des émissions de l'installation toute quantité de CO₂ provenant de carbone dont le facteur d'émission n'est pas considéré comme égal à zéro résultant d'activités visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE qui n'est pas émise par l'installation, mais qui est chimiquement liée, de manière permanente, à un produit énuméré dans le règlement délégué adopté en vertu de l'article 12, paragraphe 3 *ter*, de la directive 2003/87/CE.

Dans le cas de CO₂ provenant de matières ou de combustibles contenant une fraction de carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro, l'exploitant ne déduit des émissions de l'installation que la quantité de CO₂ chimiquement liée, de manière permanente, à un produit énuméré dans le règlement délégué adopté en vertu de l'article 12, paragraphe 3 *ter*, de la directive 2003/87/CE, proportionnelle à la fraction de carbone ne provenant pas de carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro.

2. Pour déterminer la quantité de CO₂ liée à un produit répondant aux spécifications énoncées au paragraphe 1, l'exploitant soit applique la méthode standard conformément aux sections 2 et 4 de l'annexe II du présent règlement, soit applique un bilan massique conformément à l'article 25 du présent règlement en utilisant les combustibles et les matières à l'entrée et à la sortie du procédé dans lequel le CO₂ est chimiquement lié comme flux pertinents pour ce calcul, tout en tenant compte de toute émission de combustion liée à ce procédé. À cette fin, le niveau le plus élevé défini à l'annexe II du présent règlement est appliqué comme indiqué dans la même annexe pour l'activité dont provient le CO₂. L'exploitant peut toutefois appliquer le niveau immédiatement inférieur s'il démontre de manière concluante à l'autorité compétente que l'application du niveau le plus élevé tel que défini à l'annexe II du présent règlement n'est pas techniquement faisable ou entraînerait des coûts excessifs.

▼ **B***Article 50***Utilisation ou transfert de N₂O**

1. Lorsque le N₂O provient d'activités visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE pour lesquelles cette annexe spécifie le N₂O comme étant pertinent et qu'une installation n'émet pas le N₂O mais le transfère vers une autre installation qui surveille et déclare les émissions conformément au présent règlement, il n'est pas comptabilisé dans les émissions de l'installation d'origine.

Une installation qui reçoit du N₂O provenant d'une installation et d'une activité conformément au premier alinéa surveille les flux de gaz concernés en utilisant les mêmes méthodes, telles qu'exigées par le présent règlement, que si le N₂O était émis dans l'installation réceptrice elle-même.

▼ B

Toutefois, lorsque le N₂O est mis en bouteille ou utilisé comme gaz dans des produits de sorte qu'il est émis en dehors de l'installation, ou lorsqu'il est transféré hors de l'installation vers des entités qui ne relèvent pas de la directive 2003/87/CE, il est comptabilisé dans les émissions de l'installation d'origine, à l'exception des quantités de N₂O pour lesquelles l'exploitant de l'installation d'origine peut démontrer à l'autorité compétente que le N₂O est détruit à l'aide d'un dispositif antipollution approprié.

2. L'exploitant de l'installation expéditrice indique, dans sa déclaration d'émissions annuelle, le code d'identification reconnu de l'installation réceptrice conformément aux actes adoptés en vertu de l'article 19, paragraphe 3, de la directive 2003/87/CE, le cas échéant.

Le premier alinéa s'applique également à l'installation réceptrice en ce qui concerne le code d'identification de l'installation expéditrice.

3. Pour déterminer la quantité de N₂O transférée d'une installation vers une autre, l'exploitant applique une méthode fondée sur la mesure et procède conformément aux dispositions des articles 43, 44 et 45. La source d'émission correspond au point de mesure, et les émissions sont exprimées en quantité de N₂O transférée.

4. Pour déterminer la quantité de N₂O transférée d'une installation vers une autre, l'exploitant applique le niveau le plus élevé défini à la section 1 de l'annexe VIII pour les émissions de N₂O.

Il peut toutefois appliquer le niveau immédiatement inférieur s'il démontre que l'application du niveau le plus élevé tel que défini à la section 1 de l'annexe VIII n'est pas techniquement faisable ou entraînerait des coûts excessifs.

5. Les exploitants peuvent déterminer les quantités de N₂O transférées hors de l'installation à la fois au niveau de l'installation qui transfère et au niveau de l'installation réceptrice. Dans ce cas, les dispositions de l'article 48, paragraphe 3, s'appliquent *mutatis mutandis*.

CHAPITRE IV

▼ M5**SURVEILLANCE DES ÉMISSIONS ET DES EFFETS HORS CO₂ DE L'AVIATION****▼ B***Article 51***Dispositions générales****▼ M5**

1. Chaque exploitant d'aéronef surveille et déclare les émissions et les effets hors CO₂ de l'aviation résultant des activités aériennes de tous les vols visés à l'annexe I de la directive 2003/87/CE qu'il a assurés au cours de la période de déclaration et dont il est responsable.

▼ B

À cet effet, ►C2 l'exploitant d'aéronef ◀ assigne tous les vols à une année civile en fonction de leur heure de départ, mesurée en temps universel coordonné.

▼ M4

▼ M5

3. L'indicatif d'appel figurant dans la case 7 du plan de vol employé aux fins du contrôle du trafic aérien est utilisé pour identifier l'exploitant d'aéronef unique visé à l'article 3, point o), de la directive 2003/87/CE, qui est responsable d'un vol. L'indicatif d'appel détermine l'exploitant d'aéronef comme suit:

- a) lorsque la case 7 contient l'identifiant OACI de l'agence exploitant l'aéronef, l'exploitant d'aéronef unique est l'agence exploitant l'aéronef à qui cet identifiant OACI a été attribué;
- b) lorsque la case 7 contient la marque de nationalité ou la marque commune, et la marque d'immatriculation de l'aéronef figurant explicitement dans un certificat de transporteur aérien (ou équivalent) ou dans un document délivré par un État et identifiant l'exploitant de l'aéronef, l'exploitant d'aéronef unique est la personne morale ou physique qui est titulaire de ce certificat de transporteur aérien (ou équivalent) ou qui est indiquée dans le document.

3 bis. Lorsque l'exploitant d'aéronef unique ne peut être identifié à l'aide de l'indicatif d'appel visé au paragraphe 3, l'exploitant d'aéronef unique visé à l'article 3, point o), de la directive 2003/87/CE qui est responsable d'un vol est la personne physique ou morale qui emploie le capitaine du vol ou qui entretient une autre relation contractuelle avec ce dernier.

▼ B

4. Si l'identité de l'exploitant d'aéronef n'est pas connue, l'autorité compétente considère que l'exploitant d'aéronef est le propriétaire de l'aéronef, à moins que ce dernier n'établisse l'identité de l'exploitant d'aéronef responsable.

*Article 52***Soumission des plans de surveillance****▼ M5**

1. Au moins quatre mois avant d'entreprendre des activités aériennes visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE, les exploitants d'aéronefs présentent à l'autorité compétente un plan de surveillance en vue de la surveillance et de la déclaration des émissions et des effets hors CO₂ de l'aviation conformément à l'article 12 du présent règlement.

Par dérogation aux dispositions du premier alinéa, un exploitant d'aéronef qui effectue pour la première fois une activité aérienne visée à l'annexe I de la directive 2003/87/CE, ou surveille et déclare les effets hors CO₂ de l'aviation qui n'étaient pas prévisible quatre mois auparavant, soumet un plan de surveillance à l'autorité compétente dans les meilleurs délais, et au plus tard six semaines après la réalisation de l'activité. L'exploitant d'aéronef fournit une justification appropriée à l'autorité compétente pour expliquer la non-présentation d'un plan de surveillance quatre mois à l'avance.

▼ B

Si l'État membre responsable visé à l'article 18 bis de la directive 2003/87/CE n'est pas connu à l'avance, l'exploitant d'aéronef présente le plan de surveillance dans les meilleurs délais dès que les informations relatives à l'autorité compétente de l'État membre responsable sont disponibles.

▼ M4

▼ **B***Article 53***Méthode de surveillance des émissions liées aux activités aériennes**▼ **M5**

1. Chaque exploitant d'aéronef détermine les émissions annuelles de CO₂ liées aux activités aériennes en multipliant la consommation annuelle de chaque carburant pur (exprimée en tonnes) par le facteur d'émission correspondant.

Pour les carburants d'aviation mixtes, l'exploitant d'aéronef détermine la quantité théorique de chaque carburant pur à partir de la quantité totale de ce carburant d'aviation mixte et des données relatives à la composition pertinentes en effectuant les calculs suivants:

- i) lorsqu'un combustible contient de la biomasse, l'exploitant d'aéronef détermine la fraction issue de la biomasse conformément à l'article 54;
- ii) lorsqu'un carburant contient un carburant renouvelable d'origine non biologique, un carburant à base de carbone recyclé ou un carburant de synthèse à faible teneur en carbone, l'exploitant d'aéronef détermine la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé ou la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone conformément à l'article 54 *ter*;
- iii) lorsque la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé ou la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone n'est pas nulle et que l'exploitant d'aéronef veut faire usage de l'attribution d'un facteur d'émission considéré comme égal à zéro, il détermine la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro ou la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro conformément à l'article 54 *quater*;
- iv) lorsque la fraction issue de la biomasse dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro, la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro ou la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro n'est pas nulle, l'exploitant d'aéronef calcule la fraction dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro comme étant la somme de la fraction issue de la biomasse dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro, de la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro et de la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro. La fraction fossile est la somme de toutes les fractions dont le facteur d'émission n'est pas considéré comme égal à zéro;
- v) l'exploitant d'aéronef détermine la quantité de chaque carburant pur comme étant la quantité totale de carburant d'aviation mixte multipliée par la fraction pertinente.

Aux fins du point iv) du présent paragraphe, lorsque l'exploitant d'aéronef ne calcule pas la fraction dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro, la fraction fossile est de 100 %.

1 *bis*. Par dérogation au paragraphe 1, aux fins de l'évaluation des seuils d'émissions fixés à l'article 55, paragraphes 1 et 2, du présent règlement, à l'article 28 *bis*, paragraphe 4, de la directive 2003/87/CE et à la rubrique «Aviation» du tableau de l'annexe I de la directive 2003/87/CE, l'exploitant d'aéronef détermine les émissions de CO₂ en multipliant la consommation annuelle de chaque carburant par son facteur d'émission préliminaire.

1 *ter*. Aux fins de la déclaration en vertu de l'article 3 du règlement délégué (UE) 2019/1603 de la Commission ⁽¹⁾, l'exploitant d'aéronef détermine et déclare les émissions résultant de la multiplication de la consommation annuelle de chaque carburant par son facteur d'émission préliminaire.

⁽¹⁾ Règlement délégué (UE) 2019/1603 de la Commission du 18 juillet 2019 complétant la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne les mesures adoptées par l'Organisation de l'aviation civile internationale relatives à la surveillance, à la déclaration et à la vérification des émissions de l'aviation aux fins de l'application d'un mécanisme de marché mondial (JO L 250 du 30.9.2019, p. 10, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_del/2019/1603/oj).

▼B

2. Chaque exploitant d'aéronef détermine la consommation de carburant pour chaque vol et pour chaque carburant, y compris le carburant consommé par le groupe auxiliaire de puissance. À cet effet, l'exploitant d'aéronef utilise une des méthodes décrites à la section 1 de l'annexe III. L'exploitant d'aéronef choisit la méthode qui permet d'obtenir les données les plus complètes et les plus actualisées avec le plus faible degré d'incertitude, sans pour autant entraîner de coûts excessifs.

3. Chaque exploitant d'aéronef détermine la quantité de carburant embarquée visée à la section 1 de l'annexe III en s'appuyant sur l'un des types de données suivants:

- a) la quantité mesurée par le fournisseur de carburant, telle qu'elle est indiquée sur les factures ou les bons de livraison de carburant pour chaque vol;
- b) les données fournies par les systèmes de mesure embarqués qui sont consignées dans la documentation de masse et centrage ou dans le compte rendu matériel de l'aéronef, ou transmises par voie électronique de l'aéronef à l'exploitant de l'aéronef.

4. L'exploitant d'aéronef détermine la quantité de carburant contenue dans le réservoir à l'aide des données fournies par les systèmes de mesure embarqués et consignées dans la documentation de masse et centrage ou dans le compte rendu matériel de l'aéronef, ou transmises par voie électronique de l'aéronef à l'exploitant de l'aéronef.

5. Si la quantité de carburant embarquée ou la quantité de carburant restant dans les réservoirs est exprimée en unités de volume (litres), l'exploitant d'aéronef convertit cette quantité en unités de masse en utilisant les valeurs de la densité. L'exploitant d'aéronef utilise la densité du carburant (qui peut être une valeur réelle ou une valeur standard de 0,8 kg par litre) utilisée pour des raisons opérationnelles et de sécurité.

La procédure de notification de l'utilisation de la densité réelle ou standard est décrite dans le plan de surveillance, avec une référence à la documentation pertinente de l'exploitant d'aéronef.

6. Aux fins du calcul visé au paragraphe 1, l'exploitant d'aéronef utilise les facteurs d'émission par défaut indiqués dans le tableau 1 de l'annexe III.

▼M4

Les exploitants d'aéronefs utilisent les facteurs d'émission par défaut indiqués dans le tableau 1 de l'annexe III comme facteur d'émission préliminaire.

▼M5

Pour les carburants d'aviation de substitution autres que les biocarburants, les carburants renouvelables d'origine non biologique, les carburants à base de carbone recyclé ou les carburants de synthèse à faible teneur en carbone, l'exploitant d'aéronef détermine le facteur d'émission conformément à l'article 32 du présent règlement. Dans ce cas, le pouvoir calorifique inférieur est déterminé et déclaré pour mémoire.

▼B

7. Par dérogation aux dispositions du paragraphe 6 et sous réserve de l'approbation de l'autorité compétente, l'exploitant d'aéronef peut déterminer le facteur d'émission — ou la teneur en carbone, qui permet de le calculer — ou le pouvoir calorifique inférieur des carburants marchands à partir des données d'achat du carburant en question communiquées par le fournisseur, à condition que les déterminations reposent sur des normes internationales reconnues et que les facteurs d'émission figurant dans le tableau 1 de l'annexe III ne puissent être appliqués.

▼M5*Article 53 bis***Règles de déclaration pour l'utilisation de carburants d'aviation de substitution**

1. L'exploitant d'aéronef surveille la quantité de carburants d'aviation de substitution utilisée et déclare cette quantité telle qu'attribuée à chaque vol ou paire d'aérodromes.

2. Lorsque les carburants d'aviation de substitution sont livrés à l'aéronef dans des lots physiquement identifiables, l'exploitant d'aéronef apporte la preuve, à la satisfaction de l'autorité compétente, que le carburant d'aviation de substitution est attribué au vol suivant immédiatement l'embarquement du carburant pour ce vol.

Lorsque plusieurs vols suivants sont effectués sans embarquement de carburant entre ces vols, l'exploitant d'aéronef répartit la quantité de carburant de substitution et l'attribue à ces vols proportionnellement aux émissions de ces derniers calculées à l'aide du facteur d'émission préliminaire.

3. Lorsque les carburants d'aviation de substitution ne peuvent être physiquement attribués dans un aérodrome à un vol spécifique, l'exploitant d'aéronef les attribue à ses vols pour lesquels des quotas doivent être restitués conformément à l'article 12, paragraphe 3, de la directive 2003/87/CE proportionnellement aux émissions de ces vols au départ de cet aérodrome calculées à l'aide du facteur d'émission préliminaire.

À cet égard, l'exploitant d'aéronef doit apporter la preuve, à la satisfaction de l'autorité compétente, que le carburant d'aviation de substitution a été livré au système d'alimentation de l'aérodrome de départ au cours de la période de déclaration, ou trois mois avant le début, ou trois mois après la fin, de cette période de déclaration.

4. Aux fins des paragraphes 2 et 3, l'exploitant d'aéronef apporte la preuve, à la satisfaction de l'autorité compétente, que:

- i) la quantité totale de carburant d'aviation de substitution revendiquée n'excède pas la consommation totale de carburant de cet exploitant d'aéronef pour les vols pour lesquels des quotas doivent être restitués conformément à l'article 12, paragraphe 3, de la directive 2003/87/CE, en provenance de l'aérodrome auquel le carburant d'aviation de substitution est livré;
- ii) la quantité de carburant d'aviation de substitution pour les vols pour lesquels des quotas doivent être restitués conformément à l'article 12, paragraphe 3, de la directive 2003/87/CE n'excède pas la quantité totale de carburant d'aviation de substitution achetée dont la quantité totale de carburant d'aviation de substitution vendue à des tiers est déduite;

▼ **M5**

- iii) le rapport entre les carburants d'aviation de substitution et les combustibles fossiles attribués aux vols, agrégés par paire d'aéroports, ne dépasse pas la limite maximale de mélange pour ce type de carburant certifié conformément à une norme internationale reconnue;
- iv) il n'y a pas de double comptabilisation de la même quantité de carburant d'aviation de substitution, en particulier que l'utilisation du carburant d'aviation de substitution acheté ne soit revendiquée par un autre exploitant d'aéronef, dans aucune déclaration antérieure ni dans aucun autre système de tarification de carbone.

Aux fins des points i) à iii), tout carburant restant dans les réservoirs après un vol et avant un embarquement est considéré comme étant composé à 100 % de combustible fossile.

Afin de prouver qu'il respecte les exigences visées au point iv), l'exploitant d'aéronef peut utiliser les données enregistrées dans la base de données de l'Union établie conformément à l'article 31 *bis* de la directive (UE) 2018/2001 ou une base de données nationale créée par l'État membre conformément à l'article 31 *bis*, paragraphe 5, de ladite directive.

Article 54

Détermination de la fraction issue de la biomasse des biocarburants

1. L'exploitant d'aéronef détermine la fraction issue de la biomasse des carburants d'aviation mixtes contenant des biocarburants. L'exploitant d'aéronef peut soit supposer l'absence de biocarburant et appliquer une fraction fossile par défaut de 100 %, soit déterminer une fraction de biocarburant conformément aux paragraphes 2 ou 3. L'exploitant d'aéronef utilise une valeur par défaut de la fraction issue de la biomasse égale à 100 % pour les biocarburants purs.

Par dérogation au premier alinéa, l'exploitant d'aéronef qui utilise des carburants d'aviation mixtes contenant des biocarburants peut choisir de surveiller la teneur en biocarburants et la teneur en carburants d'aviation fossiles en les traitant comme des flux distincts si les preuves communiquées par les fournisseurs de combustible permettent une telle approche.

2. Lorsque les biocarburants sont physiquement mélangés à des combustibles fossiles et lui sont livrés dans des lots physiquement identifiables, l'exploitant d'aéronef peut effectuer des analyses conformément aux articles 32 à 35 pour déterminer la fraction issue de la biomasse, sur la base d'une norme pertinente et des méthodes d'analyse prévues auxdits articles, à condition que l'utilisation de cette norme et de ces méthodes d'analyse soit approuvée par l'autorité compétente. Lorsque l'exploitant d'aéronef fournit à l'autorité compétente la preuve que ces analyses entraîneraient des coûts excessifs ou ne sont pas techniquement réalisables, l'exploitant d'aéronef peut fonder l'estimation de la teneur en biocarburant sur un bilan des matières des mélanges de combustibles fossiles et de biocarburants achetés. Si la fraction issue de la biomasse a été déterminée au moyen du bilan massique conformément à l'article 30, paragraphe 1, de la directive (UE) 2018/2001, aucune preuve de coûts excessifs ou de faisabilité technique n'est requise.

▼ **M5**

3. Lorsque les lots de biocarburants achetés ne sont pas livrés physiquement à un exploitant d'aéronef spécifique, l'exploitant d'aéronef n'a pas recours à des analyses pour déterminer la fraction issue de la biomasse des carburants utilisés. L'exploitant d'aéronef peut déterminer la fraction issue de la biomasse en utilisant des données d'achat de biocarburant d'une valeur énergétique équivalente.

*Article 54 bis***Dispositions spécifiques pour les carburants d'aviation admissibles**

1. Aux fins de l'article 3 *quater*, paragraphe 6, de la directive 2003/87/CE, l'exploitant d'aéronef commercial établit, consigne, met en œuvre et tient à jour une procédure écrite afin de surveiller toutes les quantités de carburants d'aviation admissibles purs (en tonnes) utilisées pour des vols subsoniques, et déclare les quantités de carburants d'aviation admissibles revendiquées pour mémoire dans sa déclaration d'émissions annuelle.

2. Aux fins du paragraphe 1, l'exploitant d'aéronef veille à ce que toute quantité de carburant d'aviation admissible revendiquée soit certifiée conformément à l'article 30 de la directive (UE) 2018/2001 ou fasse l'objet d'une autre certification acceptée au titre du règlement (UE) 2023/2405. L'autorité compétente peut permettre à l'exploitant d'aéronef d'utiliser les données enregistrées dans la base de données de l'Union établie conformément à l'article 31 *bis* de la directive (UE) 2018/2001 ou une base de données nationale créée par l'État membre conformément à l'article 31 *bis*, paragraphe 5, de ladite directive. En cas de non-respect ultérieur des exigences relatives à la preuve de la durabilité des quantités annulées dans les bases de données susmentionnées, l'autorité compétente corrige les quantités vérifiées de carburants d'aviation admissibles purs en conséquence.

3. Pour les carburants d'aviation mixtes, l'exploitant d'aéronef peut soit supposer l'absence de carburant d'aviation admissible et appliquer une fraction fossile par défaut de 100 %, soit déterminer la quantité de carburant d'aviation admissible pur conformément au paragraphe 3 *bis*.

3 *bis*. L'exploitant d'aéronef détermine la quantité de carburant d'aviation admissible pur comme étant la somme des carburants de substitution purs admissibles au titre de l'article 3 *quater*, paragraphe 6, de la directive 2003/87/CE, déterminée conformément à l'article 53, paragraphe 1, du présent règlement. Les carburants admissibles purs sont attribués à chaque vol ou paire d'aérodromes conformément aux paragraphes 4 ou 5.

4. Lorsque les carburants d'aviation admissibles sont livrés à l'aéronef dans des lots physiquement identifiables, l'exploitant d'aéronef apporte la preuve, à la satisfaction de l'autorité compétente, que le carburant d'aviation admissible est attribué au vol suivant immédiatement l'embarquement du carburant pour ce vol.

Lorsque plusieurs vols suivants sont effectués sans embarquement de carburant entre ces vols, l'exploitant d'aéronef répartit la quantité de carburants d'aviation admissibles et l'attribue à ces vols proportionnellement aux émissions de ces derniers calculées à l'aide du facteur d'émission préliminaire.

▼ **M5**

5. Lorsque les carburants d'aviation admissibles ne peuvent être physiquement attribués dans un aéroport à un vol spécifique, l'exploitant d'aéronef les attribue à ses vols pour lesquels des quotas doivent être restitués conformément à l'article 12, paragraphe 3, de la directive 2003/87/CE, et à ses vols couverts par l'article 3 *quater*, paragraphe 8, de ladite directive, proportionnellement aux émissions de ces vols au départ de cet aéroport calculées à l'aide du facteur d'émission préliminaire.

À cette fin, l'exploitant d'aéronef doit apporter la preuve, à la satisfaction de l'autorité compétente, que le carburant d'aviation admissible a été livré au système d'alimentation de l'aéroport de départ au cours de la période de déclaration, ou trois mois avant le début, ou trois mois après la fin, de cette période de déclaration.

6. Aux fins des paragraphes 4 et 5, l'exploitant d'aéronef apporte la preuve, à la satisfaction de l'autorité compétente, que:

- a) la quantité totale de carburant d'aviation admissible revendiquée n'excède pas la consommation totale de carburant de cet exploitant d'aéronef pour les vols pour lesquels des quotas doivent être restitués conformément à l'article 12, paragraphe 3, de la directive 2003/87/CE, pour les vols couverts par l'article 3 *quater*, paragraphe 8, de ladite directive, en provenance de l'aéroport auquel le carburant d'aviation admissible est livré;
- b) la quantité de carburant d'aviation admissible pour les vols pour lesquels des quotas doivent être restitués conformément à l'article 12, paragraphe 3, de la directive 2003/87/CE, parmi les vols couverts par l'article 3 *quater*, paragraphe 8, de ladite directive, n'excède pas la quantité totale de carburant d'aviation admissible achetée dont la quantité totale de carburant d'aviation admissible vendue à des tiers est déduite;
- c) le rapport entre les carburants d'aviation admissibles et les combustibles fossiles attribués aux vols, agrégés par paire d'aéroports, ne dépasse pas la limite maximale de mélange pour ce type de carburant certifié conformément à une norme internationale reconnue;
- d) il n'y a pas de double comptabilisation de la même quantité de carburant d'aviation admissible, en particulier que l'utilisation du carburant d'aviation admissible acheté ne soit revendiquée par un autre exploitant d'aéronef, dans aucune déclaration antérieure ni dans aucun autre système de tarification de carbone.

Aux fins des points a), b) et c), tout carburant restant dans les réservoirs après un vol et avant un embarquement est considéré comme étant composé à 100 % de combustible non admissible.

Afin de prouver qu'il respecte les exigences visées au point d), l'exploitant d'aéronef peut utiliser les données enregistrées dans la base de données de l'Union établie conformément à l'article 31 *bis* de la directive (UE) 2018/2001 ou une base de données nationale créée par l'État membre conformément à l'article 31 *bis*, paragraphe 5, de ladite directive.

▼ **M5***Article 54 ter***Détermination de la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique, de carburants à base de carbone recyclé ou de carburants de synthèse à faible teneur en carbone**

1. L'exploitant d'aéronef détermine la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé ou la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone des carburants d'aviation mixtes qui contiennent ces types de carburants. L'exploitant d'aéronef peut soit supposer l'absence de carburants renouvelables d'origine non biologique, de carburants à base de carbone recyclé ou de carburants de synthèse à faible teneur en carbone et appliquer une fraction fossile par défaut de 100 %, soit déterminer une fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé ou une fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone conformément aux paragraphes 2 ou 3. L'exploitant d'aéronef utilise une valeur par défaut de la fraction issue des carburants renouvelables d'origine non biologique ou des carburants à base de carbone recyclé ou de la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone, le cas échéant, égale à 100 %, pour les carburants renouvelables d'origine non biologique ou carburants à base de carbone recyclé purs ou les carburants de synthèse à faible teneur en carbone purs.

Par dérogation au premier alinéa, l'exploitant d'aéronef qui utilise des carburants d'aviation mixtes contenant des carburants renouvelables d'origine non biologique, des carburants à base de carbone recyclé ou des carburants de synthèse à faible teneur en carbone peut choisir de surveiller la teneur en ces carburants et la teneur en autres carburants d'aviation fossiles en les traitant comme des flux distincts si les preuves communiquées par les fournisseurs de combustible permettent une telle approche.

2. Lorsque des carburants renouvelables d'origine non biologique, des carburants à base de carbone recyclé ou des carburants de synthèse à faible teneur en carbone sont physiquement mélangés à des combustibles fossiles et sont livrés à l'aéronef dans des lots physiquement identifiables, l'exploitant d'aéronef fonde l'estimation de la teneur en tels carburants sur un bilan massique conformément à l'article 30, paragraphe 1, de la directive (UE) 2018/2001, en tenant compte du mélange de carburants fossiles et de carburants renouvelables d'origine non biologique, de carburants à base de carbone recyclé ou de carburants de synthèse à faible teneur en carbone achetés.

3. Lorsque les lots de carburants renouvelables d'origine non biologique, de carburants à base de carbone recyclé ou de carburants de synthèse à faible teneur en carbone achetés ne sont pas livrés physiquement à un aéronef spécifique, l'exploitant d'aéronef peut déterminer la fraction de ces carburants en utilisant les données d'achat de carburants renouvelables d'origine non biologique, de carburants à base de carbone recyclé ou de carburants de synthèse à faible teneur en carbone d'une valeur énergétique équivalente.

*Article 54 quater***Conditions requises pour qu'un exploitant d'aéronef considère des biocarburants, des carburants renouvelables d'origine non biologique, des carburants à base de carbone recyclé et des carburants de synthèse à faible teneur en carbone comme ayant un facteur d'émission égal à zéro**

1. L'exploitant d'aéronef ne peut comptabiliser la fraction issue de la biomasse d'un carburant d'aviation mixte dans la fraction issue de la biomasse dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro que dans la mesure où la teneur en biocarburant satisfait aux critères énoncés à l'article 38, paragraphe 5.

▼ M5

2. L'exploitant d'aéronef ne peut comptabiliser la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé d'un carburant d'aviation mixte dans la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro que dans la mesure où la teneur en ces carburants satisfait aux critères énoncés à l'article 39 *bis*, paragraphe 3.

3. L'exploitant d'aéronef ne peut comptabiliser la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone d'un carburant d'aviation mixte dans la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro que dans la mesure où la teneur en ces carburants satisfait aux critères énoncés à l'article 39 *bis*, paragraphe 4.

4. L'exploitant d'aéronef ne peut déclarer des biocarburants, des carburants renouvelables d'origine non biologique ou carburants à base de carbone recyclé ou des carburants de synthèse à faible teneur en carbone comme ayant un facteur d'émission considéré comme égal à zéro que dans la mesure où ces carburants dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro ne dépassent pas la quantité maximale de carburant consommé déterminée conformément à l'article 53 *bis* du présent règlement, pour les vols pour lesquels des quotas doivent être restitués conformément à l'article 12, paragraphe 3, de la directive 2003/87/CE.

▼ B*Article 55***Petits émetteurs**

1. Les exploitants d'aéronefs qui effectuent moins de 243 vols par période pendant trois périodes consécutives de quatre mois et les exploitants d'aéronefs qui réalisent des vols dont les émissions annuelles totales sont inférieures à 25 000 tonnes de CO₂ par an sont considérés comme de petits émetteurs.

▼ M5

2. Par dérogation à l'article 53, les petits émetteurs et les exploitants d'aéronefs dont les émissions annuelles totales sont inférieures à 3 000 tonnes de CO₂ pour les vols autres que ceux visés à l'article 28 *bis*, paragraphe 1, point a), et à l'article 3 *quater*, paragraphe 8, de la directive 2003/87/CE peuvent estimer la consommation de carburant sur la base de la distance par paire d'aérodromes au moyen d'instruments, mis en œuvre par Eurocontrol ou par une autre organisation compétente, qui sont capables de traiter toutes les informations utiles relatives au trafic aérien et évitent toute sous-estimation des émissions.

▼ B

Ces instruments ne peuvent être utilisés que sur approbation de la Commission et moyennant application de facteurs de correction pour compenser toute inexactitude des méthodes de modélisation.

3. Par dérogation aux dispositions de l'article 12, un petit émetteur qui prévoit d'utiliser un des instruments visés au paragraphe 2 du présent article peut se contenter de fournir les informations ci-après dans le plan de surveillance des émissions:

- a) les informations requises à la section 2, point 1, de l'annexe I;
- b) la preuve du respect des seuils définis pour les petits émetteurs au paragraphe 1 du présent article;

▼ B

- c) le nom ou la référence de l'instrument visé au paragraphe 2 du présent article qui sera utilisé pour estimer la consommation de carburant.

Les petits émetteurs sont dispensés de l'obligation de fournir les pièces justificatives requises à l'article 12, paragraphe 1, troisième alinéa.

4. Lorsqu'un exploitant d'aéronef utilise un des instruments visés au paragraphe 2 et qu'il dépasse les seuils mentionnés au paragraphe 1 au cours d'une année de déclaration, il en informe l'autorité compétente dans les meilleurs délais.

Dans les meilleurs délais, l'exploitant d'aéronef soumet à l'approbation de l'autorité compétente une modification importante, au sens de l'article 15, paragraphe 4, point a) iv), du plan de surveillance.

Cependant, l'autorité compétente autorise l'exploitant d'aéronef à continuer d'utiliser un instrument visé au paragraphe 2 si l'exploitant d'aéronef lui prouve de manière concluante que les seuils visés au paragraphe 1 n'ont pas déjà été dépassés au cours des cinq dernières périodes de déclaration et qu'ils ne seront plus dépassés à compter de la période de déclaration suivante.

*Article 56***Sources d'incertitude**

1. L'exploitant d'aéronef tient compte des sources d'incertitude et du degré d'incertitude associé pour le choix de la méthode de surveillance conformément à l'article 53, paragraphe 2.

2. L'exploitant d'aéronef procède régulièrement à des activités de contrôle appropriées, notamment par recoupement entre la quantité de carburant embarquée telle qu'elle figure sur les factures et la quantité mesurée au moyen des systèmes embarqués, et prend des mesures correctives s'il constate des écarts importants.

▼ M5*Article 56 bis***Calcul de l'équivalent CO₂ des effets hors CO₂ de l'aviation**

1. Chaque exploitant d'aéronef surveille les effets hors CO₂ de l'aviation découlant de ses activités effectuées par les avions équipés de moteurs à réaction en déterminant un équivalent CO₂ [CO₂(e)] par vol.

2. L'exploitant d'aéronef calcule le CO₂(e) par vol en utilisant la mesure du PRP, en particulier le PRP₂₀, le PRP₅₀ et le PRP₁₀₀, afin d'obtenir des valeurs CO₂(e)₂(e) à trois horizons (20, 50 et 100 ans) pour chaque vol surveillé.

3. L'exploitant d'aéronef utilise l'efficacité telle que définie dans le présent règlement et dans NEATS pour affiner le PRP visé au paragraphe 2 afin de calculer le CO₂(e) par vol, à moins qu'il ne démontre à l'autorité compétente que l'efficacité ne peut pas être utilisée.

▼M5

4. Pour calculer le CO₂(e) par vol, chaque exploitant d'aéronef applique une méthode de calcul du CO₂(e) portant sur les éléments suivants:

- a) le module d'estimation de la consommation de carburant et le modèle d'estimation des émissions, tels que décrits à l'annexe III *bis*, section 3;
- b) la méthode C, consistant en une approche fondée sur les conditions météorologiques, et la méthode D, consistant en une approche simplifiée fondée sur la localisation, visées à l'annexe III *bis*, section 4;
- c) une approche fondée sur des valeurs par défaut, utilisée en cas de lacunes dans les données, telle que décrite à l'annexe III *bis*, section 5, et à l'annexe III *ter*.

La méthode C et la méthode D sont fondées sur les données d'entrée des modules visés au point a) du présent paragraphe, sur les données de l'exploitant d'aéronef et sur les données météorologiques pertinentes de l'exploitant d'aéronef ou de sources tierces.

5. Chaque exploitant d'aéronef utilise la méthode C pour calculer le CO₂(e) par vol.

6. Par dérogation au paragraphe 5, les petits émetteurs, tels que définis à l'article 55, paragraphe 1, peuvent utiliser la méthode D.

7. Pour appliquer les modèles de calcul du CO₂(e) à leurs vols, les exploitants d'aéronefs remplissent toutes les conditions suivantes, en utilisant soit NEATS, conformément à l'annexe III *bis*, section 2, soit leurs propres outils informatiques ou ceux de tiers, soit une combinaison de NEATS et de ces outils:

- a) ces outils sont conformes aux exigences énoncées à l'annexe III *bis* en ce qui concerne le module d'estimation des émissions figurant aux sections 3, 4 et 5 de ladite annexe;
- b) lorsque des données météorologiques améliorées, telles que définies à l'annexe III *bis*, sont nécessaires, ces outils utilisent le même modèle commun de référence de prévision météorologique numérique (PMN) et les mêmes données météorologiques que celui fourni par NEATS;
- c) ces outils permettent et facilitent, à des fins de vérification, l'accès aux données surveillées conformément à l'annexe III *bis*, section 4;
- d) ces outils garantissent que les données surveillées sont conservées de manière sécurisée pendant au moins 2 ans, avec des fonctions de sauvegarde et de récupération;
- e) ces outils sont conformes aux principes établis à l'article 75, paragraphe 1.

8. Lorsqu'un exploitant d'aéronef prévoit d'utiliser les outils visés au paragraphe 7, autres que le module d'estimation de la consommation de carburant, il en soumet d'abord les spécifications techniques à la Commission. La Commission évalue les spécifications des outils et, s'ils sont conformes aux exigences du présent règlement, les approuve. Une fois cette approbation donnée, les spécifications techniques et le flux de travail des outils sont décrits plus en détail par l'exploitant d'aéronef dans le plan de surveillance.

▼ M5*Article 56 ter***Surveillance des données**

1. L'exploitant d'aéronef surveille les données mentionnées à l'annexe III *bis*, section 4.
2. Les données surveillées visées au paragraphe 1 proviennent de l'exploitant d'aéronef, y compris, le cas échéant, de l'enregistreur de paramètres de vol de l'aéronef.
3. Par dérogation au paragraphe 2, l'exploitant d'aéronef peut choisir de se fonder, pour la surveillance de tout ou partie des données, sur les éléments suivants:
 - a) des sources tierces indépendantes telles qu'Eurocontrol;
 - b) le système NEATS, tel que décrit à l'annexe III *bis*, section 2.
4. Lorsque des données font défaut et que l'exploitant d'aéronef a démontré qu'il n'est pas en mesure de les obtenir au moyen de NEATS ou par d'autres méthodes, il utilise les valeurs par défaut prévues à l'annexe III *bis*, section 5, et à l'annexe III *ter*.
5. Les exploitants d'aéronefs fournissent au vérificateur l'accès à toutes les données nécessaires à la vérification, y compris aux données confidentielles. À la demande de l'exploitant d'aéronef, l'autorité compétente traite les informations qu'il lui fournit de façon confidentielle.
6. Lorsqu'il n'est pas possible d'utiliser NEATS en raison de son indisponibilité, l'exploitant d'aéronef surveille au minimum les informations de vol et les propriétés de l'aéronef pour chaque vol. Dans ce cas, l'exploitant d'aéronef procédera ultérieurement au calcul du CO₂ (e) par vol, au plus tard une fois que NEATS aura été mis à disposition par la Commission.
7. Lorsqu'il n'est pas possible d'utiliser un modèle commun de référence de PMN en raison de son indisponibilité dans NEATS, l'exploitant d'aéronef utilise, par dérogation à l'article 56 *bis*, paragraphe 5, la méthode D. Une fois que le modèle commun de référence de PMN est disponible, l'exploitant d'aéronef utilise la méthode appropriée conformément à l'article 56 *bis*, paragraphes 5 et 6.
8. NEATS est mis à jour en tant que de besoin.

▼ M4**▼ B**

CHAPITRE V

GESTION ET CONTRÔLE DES DONNÉES*Article 58***Activités de gestion du flux de données****▼ M5**

1. L'exploitant ou l'exploitant d'aéronef établit, consigne, met en œuvre et tient à jour des procédures écrites concernant les activités de gestion du flux de données en vue de la surveillance et de la déclaration des émissions de gaz à effet de serre et des effets hors

▼ M5

CO₂ de l'aviation et veille à ce que la déclaration d'émissions annuelle établie sur la base des activités de gestion du flux de données ne contienne pas d'inexactitudes et soit conforme au plan de surveillance, aux procédures écrites susmentionnées et au présent règlement.

▼ B

2. Les descriptions des procédures écrites concernant les activités de gestion du flux de données contenues dans le plan de surveillance comprennent au minimum les éléments suivants:

a) les informations énumérées à l'article 12, paragraphe 2;

b) l'identification des sources de données primaires;

▼ M5

c) chaque étape du flux de données depuis les données primaires jusqu'aux émissions annuelles et aux effets hors CO₂ de l'aviation afin de rendre compte de la succession des activités de gestion du flux de données et de leur interaction, y compris les formules et les étapes d'agrégation de données pertinentes appliquées;

▼ M4

d) les étapes de traitement pertinentes liées à chaque activité spécifique de gestion du flux de données, et les formules et données employées pour déterminer les émissions;

▼ B

e) les systèmes électroniques de traitement et de stockage de données utilisés ainsi que l'interaction entre ces systèmes et d'autres saisies de données, notamment manuelles;

f) la manière dont les résultats des activités de gestion du flux de données sont enregistrés.

*Article 59***Système de contrôle****▼ M4**

1. L'exploitant ou l'exploitant d'aéronef établit, consigne, met en œuvre et tient à jour un système de contrôle performant pour faire en sorte que la déclaration d'émissions annuelle, établie sur la base des activités de gestion du flux de données, ne contienne pas d'inexactitudes et soit conforme au plan de surveillance et au présent règlement.

▼ B

2. Le système de contrôle visé au paragraphe 1 comprend les éléments suivants:

a) l'analyse des risques inhérents et des risques de carence de contrôle réalisée par l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef, fondée sur une procédure écrite;

b) les procédures écrites correspondant aux activités de contrôle destinées à atténuer les risques mis en évidence.

3. Les procédures écrites correspondant aux activités de contrôle visées au paragraphe 2, point b), portent au minimum sur les aspects suivants:

a) l'assurance de la qualité de l'équipement de mesure;

▼B

- b) l'assurance de la qualité du système informatique utilisé pour réaliser les activités de gestion du flux de données, y compris les systèmes informatiques de commande de processus;
- c) la séparation des fonctions parmi les activités de gestion du flux de données et les activités de contrôle ainsi que la gestion des compétences nécessaires;
- d) les analyses internes et la validation des données;
- e) les corrections et mesures correctives;
- f) le contrôle des activités externalisées;
- g) l'archivage et la documentation, y compris la gestion des différentes versions des documents.

▼M4

4. L'exploitant ou l'exploitant d'aéronef surveille l'efficacité du système de contrôle, notamment en procédant à des analyses internes et en tenant compte des constatations formulées par le vérificateur lors de la vérification des déclarations d'émissions annuelles réalisée conformément au règlement d'exécution (UE) 2018/2067.

▼B

S'il s'avère que le système de contrôle est inefficace ou inadapté aux risques mis en évidence, l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef s'efforce d'améliorer ce système et de mettre à jour le plan de surveillance ou les procédures écrites sur lesquelles celui-ci repose pour ce qui concerne les activités de gestion du flux de données, l'évaluation des risques et les activités de contrôle, selon qu'il convient.

*Article 60***Assurance de la qualité**

1. Aux fins de l'article 59, paragraphe 3, point a), l'exploitant s'assure que l'ensemble de l'équipement de mesure utilisé est étalonné, réglé et vérifié à intervalles réguliers, y compris avant son utilisation, et contrôlé par rapport à des normes de mesure correspondant aux normes internationales, lorsqu'elles existent, conformément aux exigences du présent règlement et proportionnellement aux risques mis en évidence.

Lorsque des composants des systèmes de mesure ne peuvent pas être étalonnés, l'exploitant l'indique dans le plan de surveillance et propose des activités de contrôle de remplacement.

Si l'équipement n'est pas jugé conforme aux exigences requises, l'exploitant prend rapidement les mesures correctives qui s'imposent.

2. ►**C5** En ce qui concerne les systèmes de mesure continue des émissions, l'exploitant applique une assurance qualité conforme à la norme EN 14181 (assurance qualité des systèmes automatiques de mesure) et fait notamment procéder, au moins une fois par an, à des mesures en parallèle, réalisées suivant les méthodes de référence, par un personnel compétent. ◀

▼B

Lorsque de telles activités d'assurance qualité nécessitent l'utilisation de valeurs limites d'émission (VLE) en tant que paramètres pour les contrôles d'étalonnage et de fonctionnement, la concentration horaire annuelle moyenne du gaz à effet de serre tient lieu de VLE. Si l'exploitant constate que les exigences d'assurance qualité ne sont pas respectées et qu'il faut notamment procéder à un nouvel étalonnage, il en informe l'autorité compétente et prend des mesures correctives dans les meilleurs délais.

*Article 61***Assurance de la qualité des systèmes informatiques**

Aux fins de l'article 59, paragraphe 3, point b), l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef s'assure que les systèmes informatiques sont conçus, décrits, testés, mis en œuvre, contrôlés et entretenus de manière à garantir un traitement fiable, précis et en temps utile des données, compte tenu des risques mis en évidence conformément à l'article 59, paragraphe 2, point a).

Le contrôle des systèmes informatiques couvre le contrôle d'accès, le contrôle des systèmes de sauvegarde, la restauration, la pérennité et la sécurité.

*Article 62***Séparation des fonctions**

Aux fins de l'article 59, paragraphe 3, point c), l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef désigne des responsables pour toutes les activités de gestion du flux de données et pour toutes les activités de contrôle, en veillant à séparer les fonctions incompatibles. En l'absence d'autres activités de contrôle, il fait en sorte que, pour toutes les activités de gestion du flux de données proportionnées aux risques inhérents mis en évidence, toute information ou donnée utile soit confirmée par au moins une personne qui n'est pas intervenue dans la détermination et l'enregistrement de cette information ou donnée.

L'exploitant ou l'exploitant d'aéronef gère les compétences nécessaires pour assumer les responsabilités en jeu, en particulier l'attribution adéquate des responsabilités, la formation et les évaluations des performances.

*Article 63***Analyses et validation internes des données**

1. Aux fins de l'article 59, paragraphe 3, point d), et sur la base des risques inhérents et des risques de carence de contrôle mis en évidence lors de l'évaluation des risques visée à l'article 59, paragraphe 2, point a), l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef analyse et valide les données issues des activités de gestion du flux de données visées à l'article 58.

L'analyse et la validation de ces données comprennent au minimum:

a) la vérification de l'exhaustivité des données;

▼B

- b) la comparaison sur plusieurs années des données que l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef a obtenues, surveillées et déclarées;
- c) la comparaison des données et valeurs obtenues au moyen de différents systèmes de collecte de données d'exploitation, et notamment, le cas échéant:
 - i) la comparaison des données concernant l'achat de combustibles ou de matières avec les données relatives à la variation des stocks et avec les données relatives à la consommation pour les flux concernés;
 - ii) la comparaison des facteurs de calcul qui ont été déterminés par analyse, calculés ou obtenus auprès du fournisseur des combustibles ou des matières avec les facteurs de référence nationaux ou internationaux de combustibles ou de matières comparables;
 - iii) la comparaison des émissions déterminées par les méthodes fondées sur la mesure avec les résultats du calcul de corroboration conformément à l'article 46;
- iv) la comparaison des données brutes avec les données agrégées.

2. L'exploitant ou l'exploitant d'aéronef fait en sorte que, dans la mesure du possible, les critères de rejet des données dans le cadre de l'analyse et de la validation soient connus à l'avance. À cette fin, les critères de rejet des données sont définis dans la documentation concernant les procédures écrites correspondantes.

*Article 64***Corrections et mesures correctives**

1. Lorsqu'il apparaît qu'une partie des activités de gestion du flux de données visées à l'article 58 ou des activités de contrôle visées à l'article 59 ne se déroule pas de manière efficace ou ne se déroule pas dans le respect des limites fixées dans la documentation concernant les procédures relatives aux activités de gestion du flux de données et aux activités de contrôle, l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef procède aux corrections appropriées et corrige les données rejetées en veillant à éviter toute sous-estimation des émissions.

2. Aux fins du paragraphe 1, l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef réalise au minimum les activités suivantes:

- a) il évalue la validité des résultats obtenus à l'issue des différentes étapes des activités de gestion du flux de données visées à l'article 58 ou des activités de contrôle visées à l'article 59;
- b) il détermine la cause du dysfonctionnement ou de l'erreur en cause;

▼M4

- c) il prend les mesures correctives appropriées, notamment en corrigeant toute donnée concernée dans la déclaration d'émissions, selon qu'il convient.

▼B

3. L'exploitant ou l'exploitant d'aéronef effectue les corrections et prend les mesures correctives visées au paragraphe 1 du présent article de manière à prévenir les risques inhérents et les risques de carence de contrôle mis en évidence lors de l'évaluation des risques visée à l'article 59.

▼B*Article 65***Activités externalisées**

Lorsqu'il externalise une ou plusieurs des activités de gestion du flux de données visées à l'article 58 ou des activités de contrôle visées à l'article 59, l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef:

- a) contrôle la qualité des activités de gestion du flux de données ou activités de contrôle externalisées conformément au présent règlement;
- b) définit les exigences appropriées applicables aux résultats des activités externalisées ainsi que les méthodes utilisées dans le cadre de ces activités;
- c) contrôle la qualité des résultats et méthodes visés au point b) du présent article;
- d) veille à ce que les activités externalisées soient menées de manière à prévenir les risques inhérents et les risques de carence de contrôle mis en évidence lors de l'évaluation des risques visée à l'article 59.

*Article 66***▼M5****Traitement des lacunes dans les données pour la déclaration des émissions****▼B**

1. Lorsque des données utiles pour déterminer les émissions d'une installation sont manquantes, l'exploitant utilise une méthode appropriée d'estimation prudente pour déterminer des données de remplacement pour la période et le paramètre manquant correspondants.

Si ►C2 l'exploitant ◀ n'a pas décrit la méthode d'estimation dans une procédure écrite, il établit cette procédure écrite et soumet une modification appropriée du plan de surveillance à l'approbation de l'autorité compétente conformément à l'article 15.

2. Lorsque des données utiles pour déterminer les émissions d'un exploitant d'aéronef pour un ou plusieurs vols sont manquantes, l'exploitant d'aéronef utilise des données de remplacement pour la période correspondante, calculées conformément à la méthode alternative définie dans le plan de surveillance.

Si les données de remplacement ne peuvent pas être déterminées conformément au premier alinéa du présent paragraphe, l'exploitant d'aéronef peut estimer les émissions du ou des vols en question d'après la consommation de carburant déterminée au moyen d'un instrument visé à l'article 55, paragraphe 2.

▼M5

Lorsque le nombre de vols pour lesquels il existe des lacunes dans les données visées aux deux premiers alinéas excède 5 % des vols annuels déclarés, l'exploitant d'aéronef en informe l'autorité compétente dans les meilleurs délais et prend des mesures correctives pour améliorer la méthode de surveillance.

▼B*Article 67***Registres et documentation**

1. L'exploitant ou l'exploitant d'aéronef conserve une trace de toutes les données et informations utiles, y compris les informations énumérées à l'annexe IX, pendant au moins dix ans.

▼M4

Les données de surveillance consignées et archivées permettent la vérification de la déclaration d'émissions annuelle conformément au règlement d'exécution (UE) 2018/2067. Les données déclarées par l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef et contenues dans un système électronique de déclaration et de gestion de données mis en place par l'autorité compétente sont considérées comme étant conservées par l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef s'il a accès à ces données.

▼B

2. L'exploitant ou l'exploitant d'aéronef veille à ce que les documents pertinents soient disponibles au moment et à l'endroit où ils sont nécessaires aux fins des activités de gestion du flux de données et des activités de contrôle.

▼M4

Sur demande, l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef communique ces informations à l'autorité compétente et au vérificateur de la déclaration d'émissions conformément au règlement d'exécution (UE) 2018/2067.

▼B

CHAPITRE VI

EXIGENCES DE DÉCLARATION*Article 68***Calendrier et obligations de déclaration**

1. L'exploitant ou l'exploitant d'aéronef remet à l'autorité compétente, au plus tard le 31 mars de chaque année, une déclaration d'émissions qui couvre les émissions annuelles au cours de la période de déclaration et qui fait l'objet d'une vérification conformément au règlement d'exécution (UE) 2018/2067.

Les autorités compétentes peuvent toutefois exiger des exploitants ou des exploitants d'aéronefs qu'ils présentent la déclaration d'émissions annuelle vérifiée avant le 31 mars et au plus tôt le 28 février.

▼M4

3. Les déclarations d'émissions annuelles contiennent au minimum les informations énumérées à l'annexe X.

4. Les États membres présentent à la Commission, au plus tard le 30 avril de chaque année, la déclaration d'émissions annuelle vérifiée de chaque installation d'incinération de déchets municipaux visée à l'annexe I de la directive 2003/87/CE.

Lorsque l'autorité compétente a corrigé les émissions vérifiées après le 30 avril de chaque année, les États membres notifient cette correction à la Commission dans les meilleurs délais.

▼ M5

5. L'exploitant d'aéronef soumet à l'autorité compétente, dans les mêmes conditions que celles visées au paragraphe 1, une déclaration séparée jointe à la déclaration d'émissions annuelle, couvrant les effets hors CO₂ annuels de l'aviation.

6. La déclaration distincte visée au paragraphe 5 contient au minimum les informations énumérées à l'annexe X, section 2 *bis*.

▼ B*Article 69***Rapports relatifs aux améliorations apportées à la méthode de surveillance****▼ M5**

1. Chaque exploitant évalue régulièrement s'il est possible d'améliorer la méthode de surveillance employée.

▼ B

L'exploitant d'une installation soumet à l'approbation de l'autorité compétente un rapport contenant les informations visées au paragraphe 2 ou 3, selon le cas, dans les délais suivants:

▼ M4

- a) tous les cinq ans, le 30 juin au plus tard, s'il s'agit d'une installation de catégorie A;
- b) tous les trois ans, le 30 juin au plus tard, s'il s'agit d'une installation de catégorie B;
- c) tous les deux ans, le 30 juin au plus tard, s'il s'agit d'une installation de catégorie C.

▼ B

L'autorité compétente peut cependant fixer une autre date de remise du rapport, qui ne doit toutefois pas être postérieure au 30 septembre de la même année.

Par dérogation aux deuxième et troisième alinéas et sans préjudice du premier alinéa, l'autorité compétente peut approuver, avec le plan de surveillance ou le rapport relatif aux améliorations apportées, une prolongation du délai applicable en vertu du deuxième alinéa, si l'opérateur démontre de manière concluante à l'autorité compétente, lors de la présentation d'un plan de surveillance conformément à l'article 12 ou de la notification des mises à jour conformément à l'article 15, ou lors de la présentation d'un rapport relatif aux améliorations apportées conformément au présent article, que les motifs expliquant le caractère excessif des coûts ou justifiant que des améliorations ne sont pas techniquement réalisables resteront valables plus longtemps. Cette prolongation prend en compte le nombre d'années pour lesquelles l'exploitant fournit des preuves. Le temps qui s'écoule entre les rapports successifs relatifs aux améliorations apportées ne dépasse pas trois ans pour une installation de catégorie C, quatre ans pour une installation de catégorie B ou cinq ans pour une installation de catégorie A.

2. Lorsque l'exploitant n'applique pas au minimum les niveaux requis aux flux majeurs et mineurs conformément à l'article 26, paragraphe 1, premier alinéa, et aux sources d'émission conformément à l'article 41, il fournit une justification indiquant la raison pour laquelle l'application des niveaux requis n'est pas techniquement réalisable ou entraînerait des coûts excessifs.

Cependant, s'il est prouvé que les mesures nécessaires pour appliquer ces niveaux sont devenues techniquement réalisables et n'entraînent plus de coûts excessifs, l'exploitant notifie à l'autorité compétente des modifications appropriées du plan de surveillance conformément à l'article 15 et présente des propositions concernant la mise en œuvre des mesures prévues et le calendrier de cette mise en œuvre.

▼B

3. lorsque l'exploitant applique une méthode de surveillance alternative visée à l'article 22, il fournit: une justification indiquant pourquoi il est techniquement impossible d'appliquer au minimum le niveau 1 pour un ou plusieurs flux majeurs ou mineurs ou pourquoi cela entraînerait des coûts excessifs.

Cependant, s'il est prouvé que les mesures nécessaires pour appliquer au minimum le niveau 1 pour ces flux sont devenues techniquement réalisables et n'entraînent plus de coûts excessifs, l'exploitant notifie à l'autorité compétente des modifications appropriées du plan de surveillance conformément à l'article 15, et présente des propositions concernant la mise en œuvre des mesures prévues et le calendrier de cette mise en œuvre.

4. Lorsque le rapport de vérification établi conformément au règlement d'exécution (UE) 2018/2067 fait état d'irrégularités non rectifiées ou de recommandations d'améliorations conformément aux articles 27, 29 et 30 dudit règlement d'exécution, l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef soumet un rapport à l'approbation à l'autorité compétente, au plus tard le 30 juin de l'année de publication du rapport de vérification par le vérificateur. Ce rapport décrit quand et comment l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef a rectifié les irrégularités répertoriées par le vérificateur, ou quand et comment il prévoit de les rectifier et de mettre en œuvre les améliorations recommandées.

L'autorité compétente peut fixer une autre date de remise du rapport visé au présent paragraphe, qui ne doit toutefois pas être postérieure au 30 septembre de la même année. Le cas échéant, ce rapport peut être intégré au rapport visé au paragraphe 1 du présent article.

Lorsque l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef estime que les améliorations recommandées ne permettront pas d'améliorer la méthode de surveillance, il justifie cette opinion. S'il estime que les améliorations recommandées entraîneraient des coûts excessifs, l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef démontre la nature excessive des coûts.

5. Le paragraphe 4 du présent article ne s'applique pas lorsque l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef a déjà corrigé toutes les irrégularités et recommandations d'amélioration et a soumis les modifications correspondantes du plan de surveillance à l'approbation de l'autorité compétente conformément à l'article 15 du présent règlement avant la date fixée en vertu du paragraphe 4.

*Article 70***Détermination des émissions par l'autorité compétente****▼M5**

1. L'autorité compétente procède à une estimation prudente des émissions d'une installation ou d'un exploitant d'aéronef et, le cas échéant, des effets hors CO₂ de l'aviation provenant d'un exploitant d'aéronef lorsqu'une des situations suivantes se présente:

▼B

- a) l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef n'a pas présenté de déclaration d'émissions annuelle vérifiée dans les délais requis conformément à l'article 68, paragraphe 1;
- b) la déclaration d'émissions annuelle vérifiée visée à l'article 68, paragraphe 1, n'est pas conforme aux dispositions du présent règlement;
- c) la déclaration d'émissions annuelle d'un exploitant ou exploitant d'aéronef n'a pas été vérifiée conformément au règlement d'exécution (UE) 2018/2067.

▼ M5

2. Lorsqu'un vérificateur a fait état, dans le rapport de vérification établi conformément au règlement d'exécution (UE) 2018/2067, d'inexactitudes non importantes qui n'ont pas été rectifiées par l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef avant la délivrance du rapport de vérification, l'autorité compétente évalue ces inexactitudes et procède, le cas échéant, à une estimation prudente des émissions et des effets hors CO₂ de l'aviation de l'installation ou de l'exploitant d'aéronef. L'autorité compétente indique à l'exploitant ou à l'exploitant d'aéronef s'il est nécessaire d'apporter des corrections à la déclaration d'émissions annuelle et, le cas échéant, précise lesquelles. L'exploitant ou l'exploitant d'aéronef fait suivre ces informations au vérificateur.

▼ B

3. Les États membres organisent un échange efficace d'informations entre les autorités compétentes responsables de l'approbation des plans de surveillance et les autorités compétentes responsables de l'acceptation des déclarations d'émissions annuelles.

*Article 71***Accès à l'information**

L'autorité compétente met les déclarations d'émissions qu'elle détient à la disposition du public, sous réserve des règles nationales adoptées en vertu de la directive 2003/4/CE du Parlement européen et du Conseil ⁽¹⁾. En ce qui concerne l'application de la dérogation définie à l'article 4, paragraphe 2, point d), de la directive 2003/4/CE, les exploitants ou exploitants d'aéronefs peuvent signaler dans leur déclaration les informations qu'ils jugent sensibles sur le plan commercial.

*Article 72***Arrondissement des données****▼ M5**

1. Les émissions annuelles totales de chacun des gaz à effet de serre CO₂, N₂O et PFC ainsi que les effets hors CO₂ de l'aviation sont déclarés en tonnes de CO₂ ou de CO₂(e) arrondies. Les émissions annuelles totales de l'installation sont calculées comme la somme des valeurs arrondies pour le CO₂, le N₂O et les PFC.

▼ B

2. Toutes les variables utilisées pour calculer les émissions sont arrondies pour inclure tous les chiffres significatifs aux fins du calcul et de la déclaration des émissions.

▼ M4

▼ B*Article 73***Concordance avec les autres systèmes de notification**

Chacune des activités visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE qui est effectuée par un exploitant ou un exploitant d'aéronef est répertoriée à l'aide des codes utilisés par les systèmes de notification suivants:

⁽¹⁾ 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).

▼B

- a) format de rapport commun des systèmes nationaux d'inventaire des gaz à effet de serre approuvé par les organes compétents de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques;
- b) numéro d'identification de l'installation dans le registre européen des rejets et des transferts de polluants conformément au règlement (CE) n° 166/2006 du Parlement européen et du Conseil ⁽¹⁾;
- c) activité figurant à l'annexe I du règlement (CE) n° 166/2006;
- d) code NACE conformément au règlement (CE) n° 1893/2006 du Parlement européen et du Conseil ⁽²⁾.

CHAPITRE VII

EXIGENCES RELATIVES AUX TECHNOLOGIES DE L'INFORMATION

*Article 74***Formats d'échange de données par voie électronique****▼M4**

1. Les États membres peuvent exiger que les exploitants ou les exploitants d'aéronefs utilisent des modèles électroniques ou des formats de fichiers spécifiques pour soumettre leurs plans de surveillance et les corrections apportées à ces plans, ainsi que pour remettre leurs déclarations d'émissions annuelles, leurs rapports de vérification et leurs rapports relatifs aux améliorations apportées.

▼B

Ces modèles ou spécifications de formats de fichiers établis par les États membres contiennent au minimum les informations contenues dans les modèles électroniques et les spécifications de formats de fichiers publiés par la Commission.

2. Pour l'établissement des modèles ou spécifications de formats de fichiers visés au paragraphe 1, deuxième alinéa, les États membres peuvent choisir l'une et/ou l'autre des solutions suivantes:

- a) des spécifications de formats de fichiers fondés sur XML, comme le langage SEQE-UE, publiées par la Commission et destinées à être utilisées avec des systèmes automatisés avancés;
- b) des modèles publiés sous une forme utilisable par les logiciels de bureautique standard, tels que tableurs et fichiers de traitement de texte.

⁽¹⁾ 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).

⁽²⁾ Règlement (CE) n° 1893/2006 du Parlement européen et du Conseil du 20 décembre 2006 établissant la nomenclature statistique des activités économiques NACE Rév. 2 et modifiant le règlement (CEE) n° 3037/90 du Conseil ainsi que certains règlements (CE) relatifs à des domaines statistiques spécifiques (JO L 393 du 30.12.2006, p. 1).

*Article 75***Recours aux systèmes automatisés**

1. Lorsqu'un État membre choisit de recourir à des systèmes automatisés pour l'échange de données électronique sur la base de spécifications de formats de fichiers conformément à l'article 74, paragraphe 2, point a), ces systèmes garantissent, de manière efficace sur le plan des coûts, par la mise en œuvre de mesures technologiques correspondant à l'état actuel de la technologie:

- a) l'intégrité des données, de façon à empêcher la modification des messages électroniques lors de leur transmission;
- b) la confidentialité des données, par l'application de techniques de sécurisation, en particulier de techniques de cryptage, de sorte que les données ne soient accessibles qu'à la partie à laquelle elles sont destinées et qu'aucune donnée ne puisse être interceptée par des parties non autorisées;
- c) l'authenticité des données, de sorte que l'identité tant de l'expéditeur que du destinataire des données soit connue et vérifiée;
- d) la non-répudiation des données, de sorte qu'une partie intervenant dans une transaction ne puisse nier avoir reçu la transaction et que l'autre partie ne puisse nier l'avoir envoyée, par l'application de méthodes telles que les techniques de signature ou l'audit indépendant des sauvegardes de système.

2. Tous les systèmes automatisés fondés sur des spécifications de formats de fichiers conformément à l'article 74, paragraphe 2, point a) qui sont utilisés par les États membres pour la communication entre l'autorité compétente, l'exploitant, l'exploitant d'aéronef, le vérificateur et l'organisme d'accréditation au sens du règlement d'exécution (UE) 2018/2067 satisfont, grâce à la mise en œuvre de mesures technologiques répondant à l'état actuel de la technologie, aux exigences non fonctionnelles suivantes:

- a) contrôle de l'accès, de sorte que le système ne soit accessible qu'aux parties autorisées et qu'aucune donnée ne puisse être lue, écrite ou mise à jour par des parties non autorisées, par la mise en œuvre de mesures technologiques permettant:
 - i) la restriction de l'accès physique à l'équipement utilisé pour le fonctionnement des systèmes automatisés, au moyen de barrières physiques;
 - ii) la restriction de l'accès logique aux systèmes automatisés, par l'utilisation de technologies d'identification, d'authentification et d'autorisation;
- b) disponibilité, de sorte que l'accès aux données soit assuré, même après un certain temps et l'introduction éventuelle d'un nouveau logiciel;
- c) journal des modifications, de sorte que les modifications apportées aux données puissent toujours être retrouvées et analysées rétrospectivement.

▼ **M4**CHAPITRE VII *bis***SURVEILLANCE DES ÉMISSIONS DES ENTITÉS RÉGLEMENTÉES***SECTION 1***Dispositions générales***Article 75 bis***Principes généraux**

Les articles 4, 5, 6, 7, 8, 9 et 10 du présent règlement s'appliquent aux émissions, aux entités réglementées et aux quotas relevant du chapitre IV *bis* de la directive 2003/87/CE. À cette fin:

- a) toute référence à l'exploitant et à l'exploitant d'aéronef doit être lue comme une référence à l'entité réglementée;
- b) toute référence aux émissions de procédé n'est pas applicable;
- c) toute référence aux flux doit être lue comme une référence aux flux de combustibles;
- d) toute référence à la source des émissions n'est pas applicable;
- e) toute référence aux activités énumérées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE doit être lue comme une référence à une activité visée à l'annexe III de ladite directive;
- f) toute référence à l'article 24 de la directive 2003/87/CE doit être lue comme une référence à l'article 30 *undecies* de ladite directive;
- g) toute référence aux données d'activité doit être lue comme une référence aux quantités de combustibles mis à la consommation;
- h) toute référence aux facteurs de calcul doit être lue comme une référence aux facteurs de calcul et au facteur de champ d'application.

*Article 75 ter***Plans de surveillance**

1. L'article 11, l'article 12, paragraphe 2, les articles 13 et 14, l'article 15, paragraphes 1 et 2, et l'article 16 s'appliquent. À cette fin:

- a) toute référence à l'exploitant ou à l'exploitant d'aéronef doit être lue comme une référence à l'entité réglementée;
- b) toute référence à l'activité aérienne doit être lue comme une référence à l'activité de l'entité réglementée.

2. Au moins quatre mois avant d'entreprendre l'activité visée à l'annexe III de la directive 2003/87/CE, les entités réglementées présentent à l'autorité compétente un plan de surveillance pour approbation, à moins que l'autorité compétente n'ait fixé un autre délai pour cette présentation.

▼M4

Le plan de surveillance décrit de façon détaillée, exhaustive et transparente la méthode de surveillance appliquée par une entité réglementée spécifique, et contient au moins les éléments indiqués à l'annexe I.

En plus du plan de surveillance, l'entité réglementée présente les résultats d'une évaluation des risques établissant que les activités de contrôle proposées et les procédures associées sont proportionnées aux risques inhérents et aux risques de carence de contrôle mis en évidence.

3. Conformément à l'article 15, les modifications importantes du plan de surveillance d'une entité réglementée comprennent:

- a) les changements de catégorie de l'entité réglementée, lorsque ces changements nécessitent une modification de la méthode de surveillance ou entraînent un changement du seuil d'importance relative en application de l'article 23 du règlement d'exécution (UE) 2018/2067;
- b) sans préjudice des dispositions de l'article 75 *quindecies*, les changements concernant le statut de l'entité réglementée en tant qu'«entité réglementée à faible niveau d'émission»;
- c) un changement relatif au niveau appliqué;
- d) l'introduction de nouveaux flux de combustibles;
- e) un changement dans la catégorisation des flux de combustibles, c'est-à-dire entre flux de combustibles majeurs ou de minimis, lorsque ce changement nécessite la modification de la méthode de surveillance;
- f) une modification de la valeur par défaut d'un facteur de calcul, si cette valeur doit être consignée dans le plan de surveillance;
- g) une modification de la valeur par défaut du facteur de champ d'application;
- h) la mise en place de nouvelles méthodes ou la modification de méthodes existantes liées à l'échantillonnage, l'analyse ou l'étalonnage, lorsque cela a une incidence directe sur la précision des données d'émission.

Article 75 quater

Faisabilité technique

Lorsqu'une entité réglementée déclare que l'application d'une méthode de surveillance donnée n'est techniquement pas réalisable, l'autorité compétente évalue la faisabilité technique en tenant compte de la justification fournie par l'entité réglementée. Cette justification établit que l'entité réglementée dispose de ressources techniques répondant aux besoins d'un système donné ou à une exigence particulière et pouvant être mobilisées dans les délais requis aux fins du présent règlement. Ces ressources techniques englobent les techniques et le matériel ou équipement nécessaires.

Pour la surveillance et la déclaration des émissions historiques pour l'année 2024 conformément à l'article 30 *septies*, paragraphe 4, de la directive 2003/87/CE, les États membres peuvent dispenser les entités réglementées de l'obligation de justifier qu'une méthode de surveillance spécifique n'est pas techniquement réalisable.

▼ **M4***Article 75 quinquies***Coûts excessifs**

1. Lorsqu'une entité réglementée déclare que l'application d'une méthode de surveillance donnée entraînerait des coûts excessifs, l'autorité compétente évalue si les coûts ont un caractère excessif en tenant compte de la justification de l'entité réglementée.

L'autorité compétente considère les coûts comme étant excessifs lorsque les coûts estimés sont supérieurs aux bénéfiques. Dans ce contexte, les bénéfiques sont calculés en multipliant le prix de référence de 60 EUR par quota par un facteur d'amélioration. Les coûts tiennent compte d'une période d'amortissement appropriée, fondée sur la durée de vie économique des équipements.

2. Nonobstant les dispositions du paragraphe 1, l'entité réglementée tient compte des coûts liés à l'application d'une méthode de surveillance spécifique supportés par les consommateurs des flux de combustibles mis à la consommation, y compris par les consommateurs finaux. Aux fins du présent alinéa, l'entité réglementée peut appliquer des estimations prudentes des coûts.

Pour la surveillance et la déclaration des émissions historiques pour l'année 2024 conformément à l'article 30 *septies*, paragraphe 4, de la directive 2003/87/CE, les États membres peuvent dispenser les entités réglementées de l'obligation de justifier qu'une méthode de surveillance spécifique entraînerait des coûts excessifs.

3. Lorsqu'elle analyse le caractère excessif des coûts pour ce qui est du choix des niveaux pour les quantités de combustibles mis à la consommation de l'entité réglementée, l'autorité compétente utilise comme facteur d'amélioration visé au paragraphe 1 la différence entre l'incertitude constatée et le seuil d'incertitude associé au niveau qui serait appliqué du fait de l'amélioration, multipliée par les émissions annuelles moyennes provoquées par le flux de combustible en question au cours des trois dernières années.

Si ces données sur les émissions annuelles moyennes provoquées par le flux de combustible au cours des trois dernières années ne sont pas disponibles, l'entité réglementée utilise une estimation prudente des émissions annuelles moyennes, qui ne tient pas compte du CO₂ issu de la ► **M5** carburants dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro ◀. Pour les instruments de mesure faisant l'objet d'un contrôle métrologique légal au niveau national, l'incertitude constatée peut être remplacée par l'erreur maximale en service tolérée par la législation nationale applicable.

▼ **M5**

Aux fins du présent paragraphe, l'article 38, paragraphe 5, et l'article 39 *bis*, paragraphe 3, s'appliquent, pour autant que l'entité réglementée dispose des informations pertinentes sur les critères de durabilité et de réduction des émissions de gaz à effet de serre des carburants dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro utilisés pour la combustion.

▼ **M4**

4. Lorsqu'elle analyse le caractère excessif des coûts pour ce qui est du choix des niveaux visant à déterminer le facteur de champ d'application de l'entité réglementée et pour ce qui est des mesures

▼ **M4**

améliorant la qualité des données des émissions déclarées mais n'ayant pas d'incidence directe sur la précision des données relatives aux quantités de combustibles mis à la consommation, l'autorité compétente applique un facteur d'amélioration qui correspond à 1 % des émissions annuelles moyennes des différents flux de combustibles au cours des trois dernières périodes de déclaration. Les mesures qui améliorent la qualité des émissions déclarées mais n'ont pas d'incidence directe sur la précision des données relatives aux quantités de combustibles mis à la consommation peuvent comprendre:

- a) le recours à des analyses, plutôt qu'à l'application de valeurs par défaut, pour déterminer les facteurs de calcul;
- b) une augmentation du nombre d'analyses par flux de combustible;
- c) lorsque la tâche de mesurage spécifique ne relève pas du contrôle métrologique légal national, le remplacement des instruments de mesure par des instruments répondant aux exigences du contrôle métrologique légal de l'État membre applicables dans des applications similaires, ou par des instruments de mesure conformes à la réglementation nationale adoptée en vertu de la directive 2014/31/UE du Parlement européen et du Conseil⁽¹⁾ ou de la directive 2014/32/UE;
- d) un raccourcissement des intervalles d'étalonnage et de maintenance des instruments de mesure;
- e) des améliorations des activités de gestion du flux de données et des activités de contrôle qui réduisent sensiblement le risque inhérent ou le risque de carence de contrôle;
- f) le recours, par les entités réglementées, à une détermination plus précise du facteur de champ d'application.

5. Les mesures visant à améliorer la méthode de surveillance d'une entité réglementée dont le coût global n'excède pas 4 000 EUR par période de déclaration ne sont pas considérées comme étant d'un coût excessif. Dans le cas des entités réglementées à faible niveau d'émission, ce seuil est de 1 000 EUR par période de déclaration.

Article 75 sexies

Catégorisation des entités réglementées et des flux de combustibles

1. Aux fins de la surveillance des émissions et de la détermination des exigences minimales requises pour les différents niveaux pour les facteurs de calcul afférents, chaque entité réglementée détermine sa catégorie conformément au paragraphe 2 et, le cas échéant, la catégorie de chaque flux de combustible conformément au paragraphe 3.

2. L'entité réglementée se classe dans une des catégories suivantes:

▼ **M5**

- a) catégorie A, si, de 2027 à 2030, les émissions annuelles moyennes vérifiées au cours des deux années précédant la période de déclaration antérieure à l'application du facteur de champ d'application sont inférieures ou égales à 50 000 tonnes de CO₂(e), compte non tenu du CO₂ provenant de carburants dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro;
- b) catégorie B, si, de 2027 à 2030, les émissions annuelles moyennes vérifiées au cours des deux années précédant la période de déclaration antérieure à l'application du facteur de champ d'application sont supérieures à 50 000 tonnes de CO₂(e), compte non tenu du CO₂ provenant de carburants dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro.

⁽¹⁾ Directive 2014/31/UE du Parlement européen et du Conseil du 26 février 2014 relative à l'harmonisation des législations des États membres concernant la mise à disposition sur le marché des instruments de pesage à fonctionnement non automatique (JO L 96 du 29.3.2014, p. 107).

▼ M4

À partir de 2031, les entités des catégories A et B visées au premier alinéa, points a) et b), seront déterminées sur la base des émissions annuelles moyennes vérifiées de la période d'échanges précédant immédiatement la période d'échanges en cours.

Par dérogation à l'article 14, paragraphe 2, l'autorité compétente peut autoriser l'entité réglementée à ne pas modifier le plan de surveillance lorsque, sur la base des émissions vérifiées, le seuil visé au premier alinéa pour la classification d'une entité réglementée a été dépassé, mais que l'entité réglementée prouve de manière concluante que ce seuil n'a pas déjà été dépassé au cours des cinq dernières périodes de déclaration et qu'il ne sera plus dépassé à compter de la période de déclaration suivante.

3. L'entité réglementée classe chaque flux de combustible dans une des catégories suivantes:

▼ M5

a) flux de combustibles de minimis, lorsque les flux de combustibles sélectionnés par l'entité réglementée représentent ensemble moins de 1 000 tonnes de CO₂ fossile par an avant l'application du facteur de champ d'application;

▼ M4

b) flux majeurs de combustibles, lorsque les flux de combustibles n'entrent pas dans la catégorie visée au point a).

Par dérogation à l'article 14, paragraphe 2, l'autorité compétente peut autoriser l'entité réglementée à ne pas modifier le plan de surveillance lorsque, sur la base des émissions vérifiées, le seuil visé au premier alinéa pour la classification d'un flux de combustible en tant que flux de combustible de minimis a été dépassé, mais que l'entité réglementée prouve de manière concluante que ce seuil n'a pas déjà été dépassé au cours des cinq dernières périodes de déclaration et qu'il ne sera plus dépassé à compter de la période de déclaration suivante.

▼ M5

4. Si les émissions annuelles moyennes vérifiées utilisées pour déterminer la catégorie de l'entité réglementée visée au paragraphe 2 ne sont pas disponibles ou ne sont plus représentatives aux fins du paragraphe 2, l'entité réglementée utilise pour déterminer la catégorie de l'entité réglementée une estimation prudente des émissions annuelles moyennes calculée avant l'application du facteur de champ d'application, qui ne tient pas compte du CO₂ provenant de carburants dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro.

4 bis. Par dérogation aux paragraphes 2, 3 et 4, avant 2027, l'autorité compétente peut permettre à l'entité réglementée de se classer elle-même ainsi que chaque flux de combustible, sur la base des émissions après application du facteur de champ d'application, à l'exclusion du CO₂ provenant de carburants dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro, lorsque l'entité réglementée peut démontrer à la satisfaction de l'autorité compétente que le facteur de champ d'application appliqué pour la classification restera représentatif au cours des années à venir.

▼M4*Article 75 septies***Méthode de surveillance**

Chaque entité réglementée détermine les émissions annuelles de CO₂ provenant des activités visées à l'annexe III de la directive 2003/87/CE en multipliant, pour chaque flux de combustible, la quantité de combustible mise à la consommation par le facteur de conversion d'unité correspondant, le facteur de champ d'application correspondant et le facteur d'émission correspondant.

Le facteur d'émission est exprimé en tonnes de CO₂ par térajoule (t CO₂/TJ), en accord avec l'utilisation du facteur de conversion d'unité.

Pour les combustibles, l'autorité compétente peut autoriser l'utilisation de facteurs d'émission exprimés en t CO₂/t ou en t CO₂/Nm³. Dans ces cas, l'entité réglementée détermine les émissions en multipliant les quantités de combustibles mis à la consommation, exprimées en tonnes ou en normomètres cubes, par le facteur de champ d'application et par le facteur d'émission correspondants.

*Article 75 octies***Modifications temporaires de la méthode de surveillance**

1. Lorsque, pour des raisons techniques, l'application du plan de surveillance approuvé par l'autorité compétente se révèle temporairement impossible, l'entité réglementée concernée applique le niveau le plus élevé possible, ou, à l'exception du facteur de champ d'application, une approche prudente non fondée sur les niveaux si l'application d'un niveau n'est pas réalisable, jusqu'à ce que les conditions permettant l'application du niveau approuvé dans le plan de surveillance soient rétablies.

L'entité réglementée prend toutes les mesures nécessaires pour permettre la reprise rapide de l'application du plan de surveillance tel qu'approuvé par l'autorité compétente.

2. L'entité réglementée concernée notifie à l'autorité compétente dans les meilleurs délais la modification temporaire de la méthode de surveillance visée au paragraphe 1, en précisant:

- a) les raisons des divergences par rapport au plan de surveillance approuvé par l'autorité compétente;
- b) les détails de la méthode de surveillance provisoire appliquée par l'entité réglementée pour déterminer les émissions dans l'attente du rétablissement des conditions permettant l'application du plan de surveillance approuvé par l'autorité compétente;
- c) les mesures prises par l'entité réglementée pour rétablir les conditions permettant l'application du plan de surveillance approuvé par l'autorité compétente;
- d) la date à laquelle il est prévu que le plan de surveillance approuvé par l'autorité compétente pourra à nouveau être appliqué.

▼ **M4**

SECTION 2

Méthode fondée sur le calcul

Sous-section 1

Généralités*Article 75 nonies***Niveaux applicables pour les quantités de combustibles mis à la consommation et les facteurs de calcul**

1. Lorsqu'elle définit les niveaux applicables pour les flux majeurs de combustibles, pour déterminer les quantités de combustibles mis à la consommation et chaque facteur de calcul, l'entité réglementée indique les niveaux suivants:

- a) au minimum, les niveaux indiqués à l'annexe V dans le cas d'une entité de catégorie A, ou lorsqu'un facteur de calcul est requis pour un flux de combustible qui correspond à un combustible marchand ordinaire;
- b) le niveau le plus élevé défini à l'annexe II *bis* dans les cas autres que ceux visés au point a).

Pour les quantités de combustibles mis à la consommation et les facteurs de calcul des flux majeurs de combustibles, l'entité réglementée peut toutefois descendre jusqu'à deux niveaux en dessous des niveaux prescrits au premier alinéa, le niveau 1 étant un minimum, si elle démontre de manière concluante à l'autorité compétente que le niveau prescrit au premier alinéa ou, le cas échéant, le deuxième niveau le plus élevé, n'est pas techniquement réalisable ou entraînerait des coûts excessifs.

2. Dans le cas des flux de combustibles de minimis, l'entité réglementée peut déterminer les quantités de combustibles mis à la consommation et chaque facteur de calcul en utilisant des estimations prudentes au lieu de recourir aux niveaux, à moins qu'il soit possible d'appliquer un niveau donné sans effort supplémentaire.

Pour les flux de combustibles visés au premier alinéa, l'entité réglementée peut déterminer les quantités de combustibles mis à la consommation sur la base de factures ou de données d'achat, à moins qu'il soit possible d'appliquer un niveau donné sans effort supplémentaire.

3. Si l'autorité compétente a autorisé l'utilisation de facteurs d'émission exprimés en t CO₂/t ou en t CO₂/Nm³ pour les combustibles, il est possible de surveiller le facteur de conversion d'unité en utilisant des estimations prudentes au lieu de recourir aux niveaux, à moins qu'il ne soit possible d'appliquer un niveau donné sans effort supplémentaire.

*Article 75 decies***Niveaux applicables pour le facteur de champ d'application**

1. Lorsqu'elle définit les niveaux applicables pour les flux de combustibles, pour déterminer le facteur de champ d'application, l'entité réglementée applique le niveau le plus élevé défini à l'annexe II *bis*.

▼ **M4**

L'entité réglementée peut toutefois appliquer un niveau immédiatement inférieur aux niveaux prescrits au premier alinéa si elle démontre de manière concluante à l'autorité compétente que le niveau prescrit au premier alinéa n'est pas techniquement réalisable ou entraînerait des coûts excessifs, ou que les méthodes énumérées à l'article 75 *terdecies*, paragraphe 2, points a) à d), ne sont pas disponibles.

Si le deuxième alinéa n'est pas applicable, l'entité réglementée peut appliquer un niveau deux niveaux inférieurs aux niveaux prescrits au premier alinéa, le niveau 1 étant un minimum, si elle démontre de manière concluante à l'autorité compétente que le niveau prescrit au premier alinéa n'est pas techniquement réalisable ou entraînerait des coûts excessifs, ou que, sur la base d'une évaluation simplifiée de l'incertitude, les méthodes définies dans les niveaux inférieurs permettent de déterminer plus précisément si le combustible est utilisé pour la combustion dans les secteurs visés à l'annexe III de la directive 2003/87/CE.

Lorsque, pour un flux de combustible, l'entité réglementée utilise plus d'une des méthodes énumérées à l'article 75 *terdecies*, paragraphes 2, 3 et 4, elle n'est tenue de démontrer que les conditions prévues au présent paragraphe sont remplies qu'en ce qui concerne la part de la quantité de combustible mis à la consommation pour laquelle la méthode fondée sur le niveau inférieur est demandée.

2. Pour les flux de combustibles de minimis, l'entité réglementée n'est pas tenue de démontrer que les conditions énoncées au paragraphe 1 sont remplies, à moins qu'il soit possible d'appliquer un niveau donné sans effort supplémentaire.

Sous-section 2

Quantités de combustibles mis à la consommation*Article 75 undecies***Détermination des quantités de combustibles mis à la consommation**

1. L'entité réglementée détermine les quantités de combustibles mis à la consommation d'un flux de combustible de l'une des trois façons suivantes:

- a) lorsque les entités réglementées et les flux de combustibles couverts correspondent à des entités soumises à des obligations de déclaration en vertu de la législation nationale transposant les directives 2003/96/CE et (UE) 2020/262 et à des produits énergétiques soumis à cette législation, par les méthodes de mesure utilisées aux fins de ces actes, lorsque ces méthodes sont fondées sur le contrôle métrologique national;
- b) par cumul des mesures des quantités au point où les flux de combustibles sont mis à la consommation;
- c) par mesurage en continu au point où les flux de combustibles sont mis à la consommation.

Toutefois, les autorités compétentes peuvent exiger des entités réglementées qu'elles n'utilisent, le cas échéant, que la méthode visée au premier alinéa, point a).

▼ **M4**

2. Lorsqu'il n'est pas techniquement réalisable de déterminer les quantités de combustibles mis à la consommation pour une période couvrant exactement une année civile, ou si cela entraînerait des coûts excessifs, et sous réserve de l'approbation de l'autorité compétente, l'entité réglementée peut choisir le jour le plus approprié pour séparer une année de surveillance de l'année de surveillance suivante et reconstituer ainsi l'année civile en question. Les écarts éventuels concernant un ou plusieurs flux de combustibles sont indiqués dans le plan de surveillance et clairement consignés; ils constituent la base d'une valeur représentative de l'année civile et sont pris en compte de manière cohérente pour l'année suivante. La Commission peut fournir les lignes directrices pertinentes.

Lors de la détermination des quantités de combustibles mis à la consommation conformément au paragraphe 1, points b) et c), du présent article, les articles 28 et 29 s'appliquent, à l'exception de l'article 28, paragraphe 2, deuxième alinéa, deuxième phrase, et troisième alinéa. À cette fin, toute référence à l'exploitant ou à l'installation doit être lue comme une référence à l'entité réglementée.

L'entité réglementée peut simplifier l'évaluation de l'incertitude en considérant que l'erreur maximale tolérée pour l'instrument de mesure en service correspond à l'incertitude sur l'ensemble de la période de déclaration, conformément aux niveaux définis à l'annexe II *bis*.

3. Par dérogation à l'article 75 *nonies*, lorsque la méthode visée au paragraphe 1, point a), du présent article est utilisée, l'entité réglementée peut déterminer les quantités de combustibles mis à la consommation sans recourir aux niveaux. Les autorités compétentes présentent un rapport à la Commission, au plus tard le 30 juin 2026, sur l'application pratique et les niveaux d'incertitude de la méthode visée audit point.

Sous-section 3

Facteurs de calcul*Article 75 duodecies***Détermination des facteurs de calcul**

1. L'article 30, l'article 31, paragraphes 1, 2 et 3, et les articles 32, 33, 34 et 35 s'appliquent. À cette fin:

- a) toute référence à l'exploitant doit être lue comme une référence à l'entité réglementée;
- b) toute référence aux données d'activité doit être lue comme une référence aux quantités de combustibles mis à la consommation;
- c) toute référence aux combustibles ou aux matières doit être lue comme une référence aux combustibles au sens de ►**C3** l'article 3, point af), de la directive 2003/87/CE ◀;
- d) toute référence à l'annexe II doit être lue comme une référence à l'annexe II *bis*.

▼ **M4**

2. L'autorité compétente peut exiger de l'entité réglementée qu'elle détermine le facteur de conversion d'unité et le facteur d'émission des combustibles au sens de l'article 3, point a *septies*), de la directive 2003/87/CE en utilisant les mêmes niveaux que ceux requis pour les combustibles marchands ordinaires, à condition qu'au niveau national ou régional, les paramètres suivants présentent un intervalle de confiance à 95 %:

- a) inférieur à 2 % pour le pouvoir calorifique inférieur;
- b) inférieur à 2 % pour le facteur d'émission, lorsque les quantités de combustible mis à la consommation sont exprimées en valeur énergétique.

Avant l'application de cette dérogation, l'autorité compétente soumet à l'approbation de la Commission un résumé de la méthode et des sources de données utilisées pour déterminer si l'une de ces conditions a été remplie au cours des trois dernières années et pour garantir que les valeurs utilisées sont cohérentes avec les valeurs moyennes utilisées par les exploitants au niveau national ou régional correspondant. L'autorité compétente peut recueillir ou demander ces éléments de preuve. Au minimum tous les trois ans, elle réexamine les valeurs utilisées et notifie à la Commission toute modification importante, compte tenu de la moyenne des valeurs utilisées par les exploitants au niveau national ou régional correspondant.

La Commission peut réexaminer régulièrement la pertinence de la présente disposition et des conditions énoncées au présent paragraphe à la lumière de l'évolution du marché des combustibles et des processus de normalisation européens.

Article 75 terdecies

Détermination du facteur de champ d'application

1. Lorsque les quantités de combustibles mis à la consommation d'un flux de combustible sont utilisées uniquement pour la combustion dans les secteurs visés à l'annexe III de la directive 2003/87/CE, le facteur de champ d'application est fixé à 1.

Lorsque les quantités de combustibles mis à la consommation d'un flux de combustible sont utilisées uniquement pour la combustion dans les secteurs visés aux chapitres II et III de la directive 2003/87/CE, à l'exception des installations exclues en vertu de l'article 27 *bis* de ladite directive, le facteur de champ d'application est fixé à zéro, à condition que l'entité réglementée démontre que la double comptabilisation visée à l'article 30 *septies*, paragraphe 5, de la directive 2003/87/CE a été évitée.

L'entité réglementée détermine un facteur de champ d'application pour chaque flux de combustible, soit en appliquant les méthodes visées au paragraphe 2, soit en appliquant une valeur par défaut conformément au paragraphe 3, en fonction du niveau applicable.

2. L'entité réglementée détermine le facteur de champ d'application sur la base d'une ou de plusieurs des méthodes suivantes, conformément aux exigences du niveau applicable énoncées à l'annexe II *bis* du présent règlement:

- a) méthodes fondées sur la distinction physique des flux de combustibles, y compris méthodes fondées sur la distinction entre régions géographiques ou sur l'utilisation d'instruments de mesure distincts;

▼ **M4**

- b) méthodes fondées sur les propriétés chimiques des combustibles, qui permettent aux entités réglementées de démontrer que le combustible concerné peut uniquement être utilisé à des fins de combustion dans des secteurs spécifiques, pour des raisons juridiques, techniques ou économiques;
- c) recours à un système de marquage fiscal conformément à la directive 95/60/CE du Conseil ⁽¹⁾;
- d) recours à la déclaration d'émissions annuelle vérifiée visée à l'article 68, paragraphe 1;
- e) chaîne de factures et d'accords contractuels traçables («chaîne de contrôle»), représentant l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement, depuis l'entité réglementée jusqu'aux consommateurs, y compris les consommateurs finaux;
- f) utilisation de couleurs (colorants) ou de systèmes de marquage nationaux pour les combustibles, sur la base de la législation nationale;
- g) méthodes indirectes permettant de différencier précisément les utilisations finales des combustibles au moment de leur mise à la consommation, comme des profils de consommation spécifiques à chaque secteur, des fourchettes de capacité typiques des niveaux de consommation de combustible des consommateurs et des niveaux de pression tels que ceux des combustibles gazeux, pour autant que l'utilisation de cette méthode soit approuvée par l'autorité compétente. La Commission peut fournir des lignes directrices sur les méthodes indirectes applicables.

3. Lorsque, en fonction des niveaux requis, l'application des méthodes énumérées au paragraphe 2 n'est pas techniquement réalisable ou entraînerait des coûts excessifs, l'entité réglementée peut utiliser une valeur par défaut de 1.

4. Par dérogation au paragraphe 3, l'entité réglementée peut appliquer une valeur par défaut inférieure à 1, à condition:

- a) qu'aux fins de la déclaration des émissions au cours des années de déclaration 2024 à 2026, l'entité réglementée prouve de manière concluante que l'utilisation de valeurs par défaut inférieures à 1 permet une détermination plus précise des émissions, ou
- b) qu'aux fins de la déclaration des émissions au cours des années de déclaration à partir du 1^{er} janvier 2027, l'entité réglementée prouve de manière concluante que l'utilisation de valeurs par défaut inférieures à 1 permet une détermination plus précise des émissions et qu'au moins l'une des conditions suivantes est remplie:
 - i) le flux de combustible est un flux de combustible de minimis;
 - ii) la valeur par défaut pour le flux de combustible n'est pas inférieure à 0,95 pour les utilisations de combustible dans les secteurs visés à l'annexe III de la directive 2003/87/CE, ni supérieure à 0,05 pour les utilisations de combustible dans les secteurs non visés à ladite annexe.

⁽¹⁾ Directive 95/60/CE du Conseil du 27 novembre 1995 concernant le marquage fiscal du gazole et du pétrole lampant (JO L 291 du 6.12.1995, p. 46).

▼ **M4**

5. Lorsque, pour un flux de combustible, l'entité réglementée utilise plus d'une des méthodes énumérées aux paragraphes 2, 3 et 4, elle détermine le facteur de champ d'application comme étant la moyenne pondérée des différents facteurs de portée résultant de l'utilisation de chaque méthode. Pour chaque méthode utilisée, l'entité réglementée communique des informations sur le type de méthode, le facteur de champ d'application afférent, la quantité de combustibles mis à la consommation et le code du format de rapport commun des systèmes nationaux d'inventaire des gaz à effet de serre approuvé par les organes compétents de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (code FRC), au niveau de détail disponible.

6. Par dérogation au paragraphe 1 du présent article et à l'article 75 *decies*, un État membre peut exiger des entités réglementées qu'elles utilisent une méthode spécifique visée au paragraphe 2 du présent article ou une valeur par défaut pour un certain type de combustible ou dans une région donnée de son territoire. L'utilisation de valeurs par défaut au niveau national est soumise à l'approbation de la Commission.

Lorsqu'elle approuve la valeur par défaut conformément au premier alinéa, la Commission tient compte du niveau approprié d'harmonisation des méthodes entre les États membres, de l'équilibre entre précision, efficacité administrative et conséquences sur le plan de la répercussion des coûts pour les consommateurs, ainsi que de l'éventuel risque de contournement des obligations prévues au chapitre IV *bis* de la directive 2003/87/CE.

La valeur par défaut pour le flux national de combustible utilisée au titre du présent paragraphe n'est pas inférieure à 0,95 pour les utilisations de combustible dans les secteurs visés à l'annexe III de la directive 2003/87/CE, et elle n'est pas supérieure à 0,05 pour les utilisations de combustible dans les secteurs non visés à ladite annexe.

7. L'entité réglementée précise les méthodes appliquées ou les valeurs par défaut dans le plan de surveillance.

Sous-section 4

▼ **M5**

Traitement de la biomasse, des carburants de synthèse à faible teneur en carbone, des carburants renouvelables d'origine non biologique et des carburants à base de carbone recyclé

Article 75 quaterdecies

Dégagements de flux de combustibles contenant de la biomasse, des carburants de synthèse à faible teneur en carbone, des carburants renouvelables d'origine non biologique et des carburants à base de carbone recyclé

1. L'article 38, l'article 39, paragraphes 1, 3 et 4, et l'article 39 *bis* s'appliquent. À cette fin;

▼ **M4**

- a) toute référence à l'exploitant doit être lue comme une référence à l'entité réglementée;
- b) toute référence aux données d'activité doit être lue comme une référence aux quantités de combustibles mis à la consommation;
- c) toute référence aux flux doit être lue comme une référence aux flux de combustibles;

▼ **M4**

- d) toute référence à l'annexe II doit être lue comme une référence à l'annexe II *bis*;
- e) toute référence à l'article 39, paragraphe 2, doit être lue comme une référence au paragraphe 3 du présent article.

2. Lorsque l'article 38, paragraphe 5, est applicable, les dérogations au seuil de l'article 29, paragraphe 1, quatrième alinéa, de la directive (UE) 2018/2001 sont prises en considération, à condition que l'entité réglementée puisse apporter les éléments de preuve pertinents, à la satisfaction de l'autorité compétente. La Commission peut fournir des lignes directrices sur la manière d'appliquer plus précisément ces dérogations au seuil.

3. Lorsque, en fonction du niveau appliqué, l'entité réglementée doit effectuer des analyses pour déterminer la ► **M5** fraction de carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro ◀, il détermine cette fraction issue de la biomasse conformément à une norme pertinente et aux méthodes d'analyse qu'elle prescrit, cette norme et ces méthodes d'analyse devant être approuvées par l'autorité compétente.

Lorsque, en fonction du niveau appliqué, l'entité réglementée doit effectuer des analyses pour déterminer la ► **M5** fraction de carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro ◀, mais que l'application du premier alinéa n'est pas techniquement réalisable ou entraînerait des coûts excessifs, l'exploitant soumet à l'approbation de l'autorité compétente une méthode alternative pour déterminer la fraction issue de la biomasse.

SECTION 3

*Autres dispositions**Article 75 quinquies***Entités réglementées à faible niveau d'émission**▼ **M5**

1. L'autorité compétente peut considérer qu'une entité réglementée est une entité réglementée à faible niveau d'émission lorsqu'au moins une des conditions suivantes est remplie:

- a) de 2027 à 2030, les émissions annuelles moyennes vérifiées au cours des deux années précédant la période de déclaration antérieure à l'application du facteur de champ d'application étaient inférieures à 1 000 tonnes de CO₂ par an, compte non tenu du CO₂ provenant de carburants dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro;
- b) à partir de 2031, les émissions annuelles moyennes de l'entité réglementée qui ont été consignées dans les déclarations d'émissions vérifiées au cours de la période d'échanges précédant immédiatement la période d'échanges en cours, calculées avant l'application du facteur de champ d'application, étaient inférieures à 1 000 tonnes de CO₂ par an, compte non tenu du CO₂ provenant de carburants dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro;
- c) les émissions annuelles moyennes visées au point a) ne sont pas disponibles ou ne sont plus représentatives aux fins du point a), mais les émissions annuelles de l'entité réglementée pour les cinq prochaines années, calculées avant l'application du facteur de champ d'application, seront, sur la base d'une méthode d'estimation prudente, inférieures à 1 000 tonnes de CO₂(e) par an, compte non tenu du CO₂ provenant de carburants dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro.

▼ M5

1 *bis*. Par dérogation au paragraphe 1, avant 2027, l'autorité compétente peut considérer qu'une entité réglementée est une entité réglementée à faible niveau d'émission sur la base des émissions après application du facteur de champ d'application, à l'exclusion du CO₂ provenant de carburants dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro, lorsque l'entité réglementée peut démontrer à la satisfaction de l'autorité compétente que le facteur de champ d'application appliqué pour la classification restera représentatif au cours des années à venir.

▼ M4

2. L'entité réglementée à faible niveau d'émission n'est pas tenue de présenter les justificatifs mentionnés à l'article 12, paragraphe 1, troisième alinéa.

3. Par dérogation aux dispositions de l'article 75 *undecies*, l'entité réglementée à faible niveau d'émission peut déterminer la quantité de combustible mise à la consommation en utilisant les données d'achat consignées et les estimations des variations des stocks.

4. Par dérogation à l'article 75 *nonies*, l'entité réglementée à faible niveau d'émission peut appliquer au minimum le niveau 1 pour déterminer les quantités de combustibles mis à la consommation et les facteurs de calcul pour chaque flux de combustible, à moins qu'un niveau de précision plus élevé ne puisse être obtenu sans effort supplémentaire de sa part.

5. Aux fins de la détermination des facteurs de calcul sur la base d'analyses conformément à l'article 32, l'entité réglementée à faible niveau d'émission peut recourir à tout laboratoire techniquement compétent et capable de produire des résultats valables sur le plan technique à l'aide des méthodes d'analyse appropriées, et elle atteste l'existence des mesures d'assurance de la qualité visées à l'article 34, paragraphe 3.

6. Lorsqu'une entité réglementée à faible niveau d'émission faisant l'objet d'une surveillance simplifiée dépasse le seuil visé au paragraphe 2 au cours d'une année civile, elle en informe l'autorité compétente dans les meilleurs délais.

Dans les meilleurs délais, l'entité réglementée soumet à l'approbation de l'autorité compétente une modification importante, au sens de l'article 15, paragraphe 3, point b), du plan de surveillance.

Toutefois, l'autorité compétente autorise l'entité réglementée à poursuivre la surveillance simplifiée si celle-ci lui prouve de manière concluante que le seuil visé au paragraphe 2 n'a pas déjà été dépassé au cours des cinq dernières périodes de déclaration et qu'il ne sera plus dépassé à compter de la période de déclaration suivante.

*Article 75 sexdecies***Gestion et contrôle des données**

Les dispositions du chapitre V s'appliquent. À cet égard, toute référence à l'exploitant ou à un exploitant doit être lue comme une référence à l'entité réglementée.

▼ **M4***Article 75 septdecies***Déclarations d'émissions annuelles**

1. À partir de 2026, l'entité réglementée remet à l'autorité compétente, au plus tard le 30 avril de chaque année, une déclaration d'émissions qui couvre les émissions annuelles au cours de la période de déclaration et qui fait l'objet d'une vérification conformément au règlement d'exécution (UE) 2018/2067.

En 2025, l'entité réglementée remet à l'autorité compétente, au plus tard le 30 avril, une déclaration d'émissions couvrant les émissions annuelles de 2024. Les autorités compétentes veillent à ce que les informations fournies dans cette déclaration soient conformes aux exigences du présent règlement.

Les autorités compétentes peuvent toutefois exiger des entités réglementées qu'elles présentent les déclarations d'émissions annuelles visées au présent paragraphe avant le 30 avril, à condition que la déclaration soit remise au plus tôt un mois après la date limite fixée à l'article 68, paragraphe 1.

2. Les déclarations d'émissions annuelles visées au paragraphe 1 contiennent au minimum les informations énumérées à l'annexe X.

*Article 75 octodecies***Rapports relatifs aux améliorations apportées à la méthode de surveillance**

1. Chaque entité réglementée évalue régulièrement s'il est possible d'améliorer la méthode de surveillance employée.

Les entités réglementées soumettent à l'approbation de l'autorité compétente un rapport contenant les informations visées au paragraphe 2 ou 3, selon le cas, dans les délais suivants:

- a) tous les cinq ans, le 31 juillet au plus tard, s'il s'agit d'une entité de catégorie A;
- b) tous les trois ans, le 31 juillet au plus tard, s'il s'agit d'une entité de catégorie B;
- c) le 31 juillet 2026 au plus tard, s'il s'agit de toute entité réglementée qui utilise le facteur de champ d'application par défaut visé à l'article 75 *terdecies*, paragraphes 3 et 4.

Cependant, l'autorité compétente peut fixer une autre date de remise du rapport, qui ne doit toutefois pas être postérieure au 30 septembre de la même année, et peut approuver, avec le plan de surveillance ou le rapport relatif aux améliorations apportées, une prolongation du délai applicable en vertu du deuxième alinéa, si l'entité réglementée démontre de manière concluante à l'autorité compétente, lors de la présentation d'un plan de surveillance conformément à l'article 75 *ter* ou de la notification des mises à jour conformément à cet article, ou lors de la présentation d'un rapport relatif aux améliorations apportées conformément au présent article, que les motifs expliquant le caractère excessif des coûts ou justifiant que des améliorations ne sont pas techniquement réalisables resteront valables plus longtemps. Cette prolongation prend en compte le nombre d'années pour lesquelles l'entité réglementée fournit des preuves. Le temps qui s'écoule entre les rapports successifs relatifs aux améliorations apportées ne dépasse pas quatre ans pour une entité réglementée de catégorie B ou cinq ans pour une entité réglementée de catégorie A.

▼ M4

2. Lorsque l'entité réglementée n'applique pas aux flux majeurs de combustibles au minimum les niveaux requis conformément à l'article 75 *nonies*, paragraphe 1, premier alinéa, et à l'article 75 *decies*, paragraphe 1, elle fournit une justification indiquant la raison pour laquelle l'application des niveaux requis n'est pas techniquement réalisable ou entraînerait des coûts excessifs.

Cependant, s'il est prouvé que les mesures nécessaires pour appliquer ces niveaux sont devenues techniquement réalisables et n'entraînent plus de coûts excessifs, l'entité réglementée notifie à l'autorité compétente des modifications appropriées du plan de surveillance conformément à l'article 75 *ter* et présente des propositions concernant la mise en œuvre des mesures prévues et le calendrier de cette mise en œuvre.

3. Lorsque l'entité réglementée applique un facteur de champ d'application par défaut tel que visé à l'article 75 *terdecies*, paragraphes 3 et 4, elle fournit une justification indiquant pourquoi il est techniquement impossible d'appliquer toute autre méthode visée à l'article 75 *terdecies*, paragraphe 2, à un ou plusieurs flux majeurs ou de minimis, ou pourquoi cela entraînerait des coûts excessifs.

Cependant, s'il est prouvé que, pour ces flux de combustibles, l'application de toute autre méthode visée à l'article 75 *terdecies*, paragraphe 2, est devenue techniquement réalisable et n'entraîne plus de coûts excessifs, l'entité réglementée notifie à l'autorité compétente des modifications appropriées du plan de surveillance conformément à l'article 75 *ter* et présente des propositions concernant la mise en œuvre des mesures prévues et le calendrier de cette mise en œuvre.

4. Lorsque le rapport de vérification établi conformément au règlement d'exécution (UE) 2018/2067 fait état d'irrégularités non rectifiées ou de recommandations d'améliorations conformément aux articles 27, 29 et 30 dudit règlement d'exécution, l'entité réglementée soumet un rapport à l'approbation à l'autorité compétente, au plus tard le 31 juillet de l'année de publication du rapport de vérification par le vérificateur. Ce rapport décrit quand et comment l'entité réglementée a rectifié les irrégularités répertoriées par le vérificateur, ou quand et comment il prévoit de les rectifier et de mettre en œuvre les améliorations recommandées.

L'autorité compétente peut fixer une autre date de remise du rapport visé au présent paragraphe, qui ne doit toutefois pas être postérieure au 30 septembre de la même année. Le cas échéant, ce rapport peut être intégré au rapport visé au paragraphe 1 du présent article.

Lorsque l'entité réglementée estime que les améliorations recommandées ne permettront pas d'améliorer la méthode de surveillance, elle justifie cette opinion. Si elle estime que les améliorations recommandées entraîneraient des coûts excessifs, l'entité réglementée démontre la nature excessive des coûts.

▼ **M4**

5. Le paragraphe 4 du présent article ne s'applique pas lorsque l'entité réglementée a déjà corrigé toutes les irrégularités et recommandations d'amélioration et a soumis les modifications correspondantes du plan de surveillance à l'approbation de l'autorité compétente conformément à l'article 75 *ter* du présent règlement avant la date fixée en vertu du paragraphe 4 du présent article.

*Article 75 novodecies***Détermination des émissions par l'autorité compétente**

1. L'autorité compétente procède à une estimation prudente des émissions d'une entité réglementée, en tenant compte des conséquences sur le plan de la répercussion des coûts pour les consommateurs, lorsqu'une des situations suivantes se présente:

- a) l'entité réglementée n'a pas présenté de déclaration d'émissions annuelle vérifiée dans les délais requis conformément à l'article 75 *septdecies*;
- b) la déclaration d'émissions annuelle vérifiée visée à l'article 75 *septdecies* n'est pas conforme aux dispositions du présent règlement;
- c) la déclaration d'émissions annuelle d'une entité réglementée n'a pas été vérifiée conformément au règlement d'exécution (UE) 2018/2067.

2. Lorsqu'un vérificateur a fait état, dans le rapport de vérification établi conformément au règlement d'exécution (UE) 2018/2067, d'inexactitudes non importantes qui n'ont pas été rectifiées par l'entité réglementée avant la délivrance du rapport de vérification, l'autorité compétente évalue ces inexactitudes et procède, le cas échéant, à une estimation prudente des émissions de l'entité réglementée, en tenant compte des conséquences sur le plan de la répercussion des coûts pour les consommateurs. L'autorité compétente indique à l'entité réglementée s'il est nécessaire d'apporter des corrections à la déclaration d'émissions annuelle et, le cas échéant, précise lesquelles. L'entité réglementée fait suivre ces informations au vérificateur.

3. Les États membres organisent un échange efficace d'informations entre les autorités compétentes responsables de l'approbation des plans de surveillance et les autorités compétentes responsables de l'acceptation des déclarations d'émissions annuelles.

*Article 75 vicies***Accès à l'information et arrondissement des données**

L'article 71 et l'article 72, paragraphes 1 et 2, s'appliquent. À cet égard, toute référence aux exploitants ou aux exploitants d'aéronefs doit être lue comme une référence aux entités réglementées.

*Article 75 unvicies***Concordance avec les autres systèmes de déclaration**

Aux fins de la déclaration des émissions des activités énumérées à l'annexe III de la directive 2003/87/CE:

▼M4

- a) les secteurs dans lesquels les combustibles au sens de ►C3 l'article 3, point af), de la directive 2003/87/CE ◀ sont mis à la consommation et sont brûlés sont répertoriés à l'aide des codes FRC;
- b) les combustibles au sens de ►C3 l'article 3, point af), de la directive 2003/87/CE ◀ sont répertoriés à l'aide des codes NC conformément à la législation nationale transposant les directives 2003/96/CE et 2009/30/CE, le cas échéant;
- c) afin d'assurer la cohérence avec la déclaration à des fins fiscales conformément à la législation nationale transposant les directives 2003/96/CE et (UE) 2020/262, l'entité réglementée utilise, le cas échéant, le numéro d'enregistrement et d'identification de l'opérateur économique conformément au règlement (UE) n° 952/2013 ⁽¹⁾, le numéro d'accise conformément au règlement (UE) n° 389/2012 ⁽²⁾ ou le numéro national d'enregistrement et d'identification aux fins de l'accise attribué par l'autorité compétente en vertu de la législation nationale transposant la directive 2003/96/CE lorsqu'elle déclare ses coordonnées dans le plan de surveillance et la déclaration d'émissions.

*Article 75 duovicies***Exigences relatives aux technologies de l'information**

Les dispositions du chapitre VII s'appliquent. À cet égard, toute référence à l'exploitant et à l'exploitant d'aéronef doit être lue comme une référence à l'entité réglementée.

CHAPITRE VII *ter***DISPOSITIONS HORIZONTALES RELATIVES À LA SURVEILLANCE DES ÉMISSIONS DES ENTITÉS RÉGLEMENTÉES***Article 75 tervicies***Éviter la double comptabilisation grâce à la surveillance et à la déclaration**

1. Les États membres facilitent les échanges d'informations efficaces permettant aux entités réglementées de déterminer l'utilisation finale du combustible mis à la consommation.
2. Chaque exploitant communique, en même temps que sa déclaration d'émissions vérifiée conformément à l'article 68, paragraphe 1, les informations visées à l'annexe X *bis*. Les États membres peuvent exiger des exploitants qu'ils mettent les informations pertinentes énumérées à l'annexe X *bis* à la disposition de l'entité réglementée concernée avant le 31 mars de l'année de déclaration.
3. Chaque entité réglementée communique, en même temps que sa déclaration d'émissions vérifiée conformément à l'article 75 *septdecies*, paragraphe 1, les informations sur les consommateurs des combustibles qu'elle a mis à la consommation énumérées à l'annexe X *ter*.

4. Chaque entité réglementée qui met à la consommation du combustible pour la combustion, dans les secteurs relevant du chapitre III de la directive 2003/87/CE, détermine ses émissions dans

⁽¹⁾ Règlement (UE) n° 952/2013 du Parlement européen et du Conseil du 9 octobre 2013 établissant le code des douanes de l'Union (JO L 269 du 10.10.2013, p. 1).

⁽²⁾ Règlement (UE) n° 389/2012 du Conseil du 2 mai 2012 concernant la coopération administrative dans le domaine des droits d'accise et abrogeant le règlement (CE) n° 2073/2004 (JO L 121 du 8.5.2012, p. 1).

▼M4

la déclaration visée à l'article 75 *septdecies*, paragraphe 1, du présent règlement en utilisant les informations des rapports de l'exploitant soumis conformément à l'annexe X *bis* du présent règlement et en déduisant les quantités pertinentes de combustibles mentionnées dans ces rapports. Les quantités de combustibles acquises mais non utilisées au cours de la même année ne peuvent être déduites que si la déclaration d'émissions vérifiée de l'exploitant pour l'année suivant l'année de déclaration confirme qu'elles ont été utilisées pour des activités visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE. Dans le cas contraire, la différence est reflétée dans les déclarations d'émissions vérifiées de l'entité réglementée de l'année en question.

5. Lorsque les quantités de combustibles utilisées sont déduites au cours de l'année suivant l'année de déclaration, la déduction est établie sous la forme de réductions d'émissions absolues, résultant de la multiplication de la quantité de combustibles utilisée par l'exploitant par le facteur d'émission correspondant dans le plan de surveillance de l'entité réglementée.

6. Lorsque l'entité réglementée ne peut établir que les combustibles mis à la consommation sont utilisés pour la combustion dans des secteurs relevant du chapitre III de la directive 2003/87/CE, les paragraphes 4 et 5 ne s'appliquent pas.

7. Les États membres peuvent exiger que les dispositions du présent article qui concernent les exploitants soient également appliquées par les exploitants d'aéronefs.

*Article 75 quaterdecies***Prévention de la fraude et obligation de coopération**

1. Afin d'assurer une surveillance et une déclaration précises des émissions relevant du chapitre IV *bis* de la directive 2003/87/CE, les États membres prennent des mesures de lutte contre la fraude et déterminent les sanctions à infliger en cas de fraude qui sont proportionnées à leur finalité et qui ont un effet dissuasif suffisant.

2. Outre les obligations prévues à l'article 10, les autorités compétentes désignées en vertu de l'article 18 de la directive 2003/87/CE coopèrent et échangent des informations avec les autorités compétentes responsables du contrôle en vertu de la législation nationale transposant les directives 2003/96/CE et (UE) 2020/262, le cas échéant, aux fins du présent règlement, y compris pour détecter les infractions et imposer les sanctions visées au paragraphe 1 ou d'autres mesures correctives conformément à l'article 16 de la directive 2003/87/CE.

▼B

CHAPITRE VIII

DISPOSITIONS FINALES*Article 76***Modification du règlement (UE) n° 601/2012**

Le règlement (UE) n° 601/2012 est modifié comme suit:

- 1) à l'article 12, paragraphe 1, troisième alinéa, le point a) est remplacé par le texte suivant:

▼B

«a) pour les installations, pour chaque flux majeur et mineur, la preuve du respect des seuils d'incertitude définis pour les données d'activité et les facteurs de calcul, le cas échéant, pour les niveaux appliqués définis aux annexes II et IV et, pour chaque source d'émission, la preuve du respect des seuils d'incertitude définis pour les niveaux appliqués définis à l'annexe VIII, le cas échéant;»

2) à l'article 15, paragraphe 4, le point a) est remplacé par le texte suivant:

«a) en ce qui concerne le plan de surveillance des émissions:

- i) une modification des valeurs des facteurs d'émission indiquées dans le plan de surveillance;
- ii) une modification des méthodes de calcul présentées à l'annexe III, ou le passage d'une méthode de calcul à une méthode d'estimation conformément à l'article 55, paragraphe 2 ou inversement;
- iii) l'introduction de nouveaux flux;
- iv) le changement de statut d'un exploitant d'aéronef considéré comme un petit émetteur au sens de l'article 55, paragraphe 1, ou un changement par rapport à l'un des seuils prévus à l'article 28 *bis*, paragraphe 6, de la directive 2003/87/CE;»

3) l'article 49 est remplacé par le texte suivant:

«*Article 49*

CO₂ transféré

1. L'exploitant déduit des émissions de l'installation toute quantité de CO₂ provenant du carbone fossile utilisé dans le cadre d'activités visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE qui n'est pas émise par l'installation, mais:

- a) qui est transférée hors de l'installation vers l'une des entités suivantes:
 - i) une installation de captage aux fins du transport et du stockage géologique à long terme dans un site de stockage autorisé en vertu de la directive 2009/31/CE;
 - ii) un réseau de transport aux fins du stockage géologique à long terme dans un site de stockage autorisé en vertu de la directive 2009/31/CE;
 - iii) un site de stockage autorisé en vertu de la directive 2009/31/CE aux fins du stockage géologique à long terme;

▼B

b) qui est transféré hors de l'installation en vue de la production de carbonate de calcium précipité, auquel le CO₂ utilisé est chimiquement lié.

2. L'exploitant de l'installation expéditrice indique, dans sa déclaration d'émissions annuelle, le code d'identification de l'installation réceptrice reconnu conformément aux actes adoptés en vertu de l'article 19, paragraphe 3, de la directive 2003/87/CE, si l'installation réceptrice est couverte par ladite directive. Dans tous les autres cas, l'exploitant de l'installation expéditrice fournit le nom et l'adresse de l'installation réceptrice, ainsi que les coordonnées d'une personne à contacter.

Le premier alinéa s'applique également à l'installation réceptrice en ce qui concerne le code d'identification de l'installation expéditrice.

3. Pour déterminer la quantité de CO₂ transférée d'une installation vers une autre, l'exploitant applique une méthode fondée sur la mesure et procède conformément aux dispositions des articles 43, 44 et 45. La source d'émission correspond au point de mesure, et les émissions sont exprimées en quantité de CO₂ transférée.

Aux fins du paragraphe 1, point b), l'exploitant applique une méthode fondée sur le calcul.

4. Pour déterminer la quantité de CO₂ transférée d'une installation vers une autre, l'exploitant applique le niveau le plus élevé défini à la section 1 de l'annexe VIII.

Il peut toutefois appliquer le niveau immédiatement inférieur s'il démontre que l'application du niveau le plus élevé tel que défini à la section 1 de l'annexe VIII n'est pas techniquement faisable ou entraînerait des coûts excessifs.

Pour déterminer la quantité de CO₂ chimiquement lié dans le carbonate de calcium précipité, l'exploitant utilise des sources de données permettant d'obtenir le degré de précision le plus élevé possible.

5. Les exploitants peuvent déterminer les quantités de CO₂ transférées hors de l'installation à la fois au niveau de l'installation qui transfère et au niveau de l'installation réceptrice. Dans ce cas, les dispositions de l'article 48, paragraphe 3, sont applicables.»

4) l'article 52 est modifié comme suit:

a) le paragraphe 5 est supprimé;

b) le paragraphe 6 est remplacé par le texte suivant:

«6. Si la quantité de carburant embarquée ou la quantité de carburant restant dans les réservoirs est exprimée en unités de volume (litres), l'exploitant d'aéronef convertit cette quantité en unités de masse en utilisant les valeurs de la densité. L'exploitant d'aéronef utilise la densité du carburant (qui peut être une valeur réelle ou standard de 0,8 kg par litre) utilisée pour des raisons opérationnelles et de sécurité.

▼B

La procédure de notification de l'utilisation de la densité réelle ou standard est décrite dans le plan de surveillance, avec une référence à la documentation pertinente de l'exploitant d'aéronef.»

c) le paragraphe 7 est remplacé par le texte suivant:

«7. Aux fins du calcul visé au paragraphe 1, l'exploitant d'aéronef utilise les facteurs d'émission par défaut indiqués dans le tableau 2 de l'annexe III. Pour les carburants qui ne figurent pas dans ce tableau, l'exploitant d'aéronef détermine le facteur d'émission conformément à l'article 32. Dans ce cas, le pouvoir calorifique inférieur est déterminé et déclaré pour mémoire.»

5) à l'article 54, paragraphe 2, le premier alinéa est remplacé par le texte suivant:

«2. Par dérogation aux dispositions de l'article 52, les petits émetteurs peuvent estimer la consommation de carburant au moyen d'instruments, mis en œuvre par Eurocontrol ou par une autre organisation compétente, qui sont capables de traiter toutes les informations utiles relatives au trafic aérien et évitent toute sous-estimation des émissions.»

6) l'article 55 est modifié comme suit:

a) le paragraphe 1 est remplacé par le texte suivant:

«1. L'exploitant d'aéronef tient compte des sources d'incertitude et du degré d'incertitude associé pour le choix de la méthode de surveillance conformément à l'article 52, paragraphe 2.»

b) les paragraphes 2, 3 et 4 sont supprimés;

7) à l'article 59, le paragraphe 1 est remplacé par le texte suivant:

«Aux fins de l'article 58, paragraphe 3, point a), l'exploitant s'assure que l'ensemble de l'équipement de mesure utilisé est étalonné, réglé et vérifié à intervalles réguliers, y compris avant son utilisation, et contrôlé par rapport à des normes de mesure correspondant aux normes internationales, lorsqu'elles existent, conformément aux exigences du présent règlement et proportionnellement aux risques mis en évidence.

Lorsque des composants des systèmes de mesure ne peuvent pas être étalonnés, l'exploitant l'indique dans le plan de surveillance et propose des activités de contrôle de remplacement.

Si l'équipement n'est pas jugé conforme aux exigences requises, l'exploitant prend rapidement les mesures correctives qui s'imposent.»

▼B

8) à l'article 65, paragraphe 2, un troisième alinéa est ajouté:

«Lorsque le nombre de vols pour lesquels il existe des lacunes dans les données visées aux deux premiers alinéas excède 5 % des vols annuels déclarés, l'exploitant en informe l'autorité compétente dans les meilleurs délais et prend des mesures correctives pour améliorer la méthode de surveillance.»

9) à l'annexe I, la section 2 est modifiée comme suit:

a) le point 2 b) ii) est remplacé par le texte suivant:

«ii) les procédures de mesure du carburant embarqué et du carburant se trouvant déjà dans les réservoirs, ainsi qu'une description des instruments de mesure utilisés et des procédures d'enregistrement, de récupération, de transmission et de stockage des informations concernant les mesures, selon le cas;»

b) le point 2 b) iii) est remplacé par le texte suivant:

«iii) la méthode pour déterminer la densité, le cas échéant;»

c) le point 2 b) iv) est remplacé par le texte suivant:

«iv) une justification de la méthode de surveillance choisie, afin de garantir les degrés d'incertitude les plus faibles, conformément à l'article 55, paragraphe 1.»

d) le point 2 d) est supprimé;

e) le point 2 f) est remplacé par le texte suivant:

«f) une description des procédures et des systèmes permettant d'identifier, d'évaluer et de traiter les lacunes dans les données en application de l'article 65, paragraphe 2.»

10) à l'annexe III, la section 2 est supprimée;

11) l'annexe IV est modifiée comme suit:

a) à la section 10, sous-section B, le quatrième alinéa est supprimé;

b) à la section 14, sous-section B, le troisième alinéa est supprimé;

12) l'annexe IX est modifiée comme suit:

a) à la section 1, le point 2 est remplacé par le texte suivant:

«les documents justifiant le choix de la méthode de surveillance ainsi que les documents justifiant les changements temporaires ou permanents concernant la méthode de surveillance et, le cas échéant, les niveaux de méthode approuvés par l'autorité compétente;»

b) à la section 3, le point 5 est remplacé par le texte suivant:

▼B

«5. La documentation relative à la méthode prévue en cas de lacunes dans les données, le nombre de vols pour lesquels des lacunes dans les données ont été constatées, les données utilisées pour combler les lacunes constatées, et, si le nombre de vols pour lesquels il existe des lacunes dans les données a dépassé 5 % des vols déclarés, les raisons des lacunes dans les données ainsi que la documentation des mesures correctives prises.»

13) à l'annexe X, la section 2 est modifiée comme suit:

a) le point 7 est remplacé par le texte suivant:

«7. le nombre total de vols par paire d'États couverts par la déclaration;»

b) le point suivant est ajouté après le point 7:

«7 bis. la masse de carburant (en tonnes) par type de carburant et par paire d'États;»

c) le point 10 a) est remplacé par le texte suivant:

«a) le nombre de vols exprimé en pourcentage des vols annuels pour lesquels des lacunes dans les données ont été constatées, ainsi que les circonstances et les raisons des lacunes;»

d) le point 11) a) est remplacé par le texte suivant:

«a) le nombre de vols exprimé en pourcentage des vols annuels (arrondi au dixième le plus proche) pour lesquels des lacunes dans les données ont été constatées, ainsi que les circonstances et les raisons des lacunes;»

Article 77

Abrogation du règlement (UE) n° 601/2012

1. Le règlement (UE) n° 601/2012 est abrogé avec effet au 1^{er} janvier 2021.

Les références faites au règlement abrogé s'entendent comme faites au présent règlement et sont à lire selon le tableau de correspondance figurant à l'annexe XI.

2. Les dispositions du règlement (UE) n° 601/2012 continuent de s'appliquer à la surveillance, à la déclaration et à la vérification des émissions et, le cas échéant, des données d'activité antérieures au 1^{er} janvier 2021.

Article 78

Entrée en vigueur et application

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

Il est applicable à partir du 1^{er} janvier 2021.

Cependant, l'article 76 est applicable à partir du 1^{er} janvier 2019 ou de la date d'entrée en vigueur du présent règlement si cette date est postérieure.

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



ANNEXE I

Contenu minimal du plan de surveillance (Article 12, paragraphe 1)

1. CONTENU MINIMAL DU PLAN DE SURVEILLANCE DES INSTALLATIONS

Le plan de surveillance d'une installation contient au moins les informations ci-après:

- (1) des informations générales concernant l'installation:
- (a) une description de l'installation et des activités devant faire l'objet d'une surveillance qui sont réalisées dans cette installation, comprenant une liste des sources d'émission et des flux à surveiller pour chaque activité réalisée dans l'installation, conformément aux critères suivants:
 - i) cette description doit suffire à démontrer l'absence de double comptabilisation des émissions et de toute lacune dans les données;
 - ii) elle doit être accompagnée d'un diagramme simple indiquant les sources d'émission, les flux, les points d'échantillonnage et les équipements de mesure si l'autorité compétente le demande ou si cela simplifie la description de l'installation ou la localisation des sources d'émission, des flux, des équipements de mesure et de toute autre partie de l'installation pertinente pour la méthode de surveillance, notamment pour les activités de gestion du flux de données et les activités de contrôle;
 - (b) une description de la procédure relative, d'une part, à la gestion des attributions de responsabilités en matière de surveillance et de déclaration au sein de l'installation et, d'autre part, à la gestion des compétences du personnel responsable;
 - (c) une description de la procédure relative à l'évaluation régulière du plan de surveillance pour juger de sa pertinence, qui couvre notamment:
 - i) la vérification de la liste des sources d'émission et des flux afin d'en garantir l'exhaustivité et de veiller à ce que tous les changements survenus concernant la nature ou le fonctionnement de l'installation soient consignés dans le plan de surveillance;
 - ii) l'évaluation du respect des seuils d'incertitude définis pour les données d'activité et les autres paramètres, le cas échéant, pour les niveaux de méthode appliqués pour chaque flux et source d'émission;
 - iii) l'évaluation des éventuelles mesures d'amélioration de la méthode de surveillance appliquée;
 - (d) une description des procédures écrites relatives aux activités de gestion du flux de données conformément à l'article 58, y compris un diagramme explicatif en cas de besoin;
 - (e) une description des procédures écrites relatives aux activités de contrôle établies conformément à l'article 59;
 - (f) le cas échéant, des informations concernant les liens avec les activités entreprises dans le cadre du système communautaire de management environnemental et d'audit (EMAS) établi en vertu du règlement (CE) n° 1221/2009 du Parlement européen et du Conseil ⁽¹⁾, des systèmes relevant de la norme harmonisée ►M4 ISO 14001:2015 ◀ et d'autres systèmes de management environnemental, notamment les procédures et contrôles ayant trait à la surveillance et à la déclaration des émissions de gaz à effet de serre;

⁽¹⁾ JO L 342 du 22.12.2009, p. 1.

▼B

- (g) le numéro de version du plan de surveillance et la date à partir de laquelle cette version du plan de surveillance s'applique;
 - (h) la catégorie de l'installation;
- (2) une description détaillée des méthodes fondées sur le calcul appliquées, le cas échéant, comprenant:
- a) une description détaillée de la méthode fondée sur le calcul appliquée, y compris une liste des données et des formules de calcul utilisées, une liste des niveaux appliqués pour les données d'activité et de tous les facteurs de calcul pertinents pour chacun des flux à surveiller;
 - b) le cas échéant et si l'exploitant souhaite recourir à une simplification pour les flux mineurs et de minimis, une catégorisation des flux en flux majeurs, flux mineurs et flux de minimis;
 - c) une description des systèmes de mesure utilisés et leur plage de mesure, l'incertitude spécifiée ainsi que la localisation exacte des équipements de mesure à utiliser pour chacun des flux à surveiller;
 - d) le cas échéant, les valeurs par défaut utilisées pour les facteurs de calcul, avec indication de la source du facteur ou de la source à partir de laquelle le facteur par défaut sera périodiquement déterminé, pour chacun des flux;
 - e) le cas échéant, la liste des méthodes d'analyse à employer pour déterminer tous les facteurs de calculs pertinents, pour chacun des flux, et une description des procédures écrites relatives à ces analyses;
 - f) le cas échéant, une description de la procédure écrite ayant conduit à l'établissement du plan d'échantillonnage pour le combustible et les matières à analyser, ainsi que de la procédure employée pour évaluer la pertinence du plan d'échantillonnage;
 - g) le cas échéant, la liste des laboratoires participant à la mise en œuvre des procédures d'analyse et, lorsqu'un laboratoire n'est pas accrédité conformément à l'article 34, paragraphe 1, une description de la procédure utilisée pour démontrer le respect d'exigences équivalentes, conformément à l'article 34, paragraphes 2 et 3;
- (3) lorsqu'une méthode alternative de surveillance est appliquée conformément à l'article 22, une description détaillée de la méthode employée pour tous les flux ou sources d'émission pour lesquels il n'est pas appliqué de méthode par niveaux, et une description de la procédure écrite employée pour l'analyse de l'incertitude associée à réaliser;
- (4) une description détaillée des méthodes fondées sur la mesure appliquées, le cas échéant, comprenant:
- a) une description de la méthode de mesure comprenant la description de toutes les procédures écrites relatives à la mesure, et notamment:
 - i) toutes les formules de calcul utilisées pour l'agrégation de données et pour déterminer les émissions annuelles de chaque source d'émission,

▼ B

- ii) la méthode utilisée pour déterminer s'il est possible de calculer des heures de données valides ou des périodes de référence plus courtes pour chaque paramètre, ainsi que pour la substitution des données manquantes conformément à l'article 45;
 - b) la liste de tous les points d'émission lors de l'exploitation normale ainsi que durant les phases de fonctionnement restreint et de transition, telles que les pannes ou les phases de mise en service, accompagnée d'un schéma de procédé à la demande de l'autorité compétente;
 - c) lorsque le débit des effluents gazeux est déterminé par calcul, une description de la procédure écrite relative à ce calcul pour chaque source d'émission surveillée à l'aide d'une méthode fondée sur la mesure;
 - d) la liste de tous les équipements utilisés, précisant la fréquence de mesure, la plage de fonctionnement et l'incertitude de chaque équipement;
 - e) la liste des normes appliquées et de toute divergence par rapport à ces normes;
 - f) une description de la procédure écrite relative aux calculs de corroboration conformément à l'article 46, le cas échéant;
 - g) une description de la méthode à appliquer pour déterminer le CO₂ issu de la ► **M5** carburants dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro ◀ et le déduire des émissions de CO₂ mesurées, ainsi que de la procédure écrite employée à cette fin, le cas échéant;
 - h) le cas échéant et si l'exploitant souhaite recourir à une simplification pour les sources d'émission mineures, une catégorisation des sources en sources mineures et sources majeures;
- (5) outre les éléments énumérés au point 4, une description détaillée de la méthode de surveillance à employer pour les émissions de N₂O, le cas échéant sous la forme d'une description des procédures écrites appliquées, décrivant notamment:
- a) la méthode et les paramètres utilisés pour déterminer la quantité de matières utilisées dans le procédé de production et la quantité maximale de matières utilisée à pleine capacité;
 - b) la méthode et les paramètres utilisés pour déterminer la quantité de produit fabriquée, en tant que production horaire, exprimée respectivement en acide nitrique (100 %), acide adipique (100 %), caprolactame, glyoxal et acide glyoxylique par heure;
 - c) la méthode et les paramètres utilisés pour déterminer la concentration de N₂O dans les effluents gazeux de chaque source d'émission, la plage de fonctionnement et l'incertitude associée; il conviendra également de fournir des renseignements détaillés concernant les autres méthodes à appliquer si les concentrations se situent en dehors de la plage de fonctionnement, et de préciser les situations dans lesquelles cela peut se produire;
 - d) la méthode de calcul utilisée pour déterminer les émissions de N₂O provenant de sources périodiques non soumises à dispositif antipollution lors de la production d'acide nitrique, d'acide adipique, de caprolactame, de glyoxal et d'acide glyoxylique;
 - e) la mesure dans laquelle ou les modalités suivant lesquelles l'installation fonctionne avec des charges variables, ainsi que les modalités de gestion opérationnelle;
 - f) la méthode et les formules de calcul appliquées pour déterminer les émissions annuelles de N₂O et les valeurs correspondantes de CO_{2(e)} de chaque source d'émission;
 - g) des informations relatives aux conditions de déroulement d'un procédé qui s'écartent des conditions normales, la fréquence potentielle et la durée de ces conditions, ainsi que le volume approximatif des émissions de N₂O dans de telles conditions (dysfonctionnement du dispositif antipollution, par exemple);

▼ B

- (6) une description détaillée de la méthode de surveillance en ce qui concerne les émissions d'hydrocarbures perfluorés dues à la production d'aluminium primaire, le cas échéant sous la forme d'une description des procédures écrites appliquées, indiquant notamment:
- le cas échéant, les dates auxquelles ont été réalisées les mesures nécessaires aux fins de la détermination des facteurs d'émission spécifiques SEF_{CF_4} ou OVC, et $F_{C_2F_6}$, de l'installation, ainsi que le calendrier des déterminations futures de ces valeurs;
 - le cas échéant, le protocole décrivant la procédure appliquée pour déterminer les facteurs d'émission spécifiques de l'installation pour le CF_4 et le C_2F_6 et précisant que les mesures ont été et seront effectuées pendant une période suffisamment longue pour que les valeurs mesurées convergent, et au moins pendant 72 heures;
 - le cas échéant, la méthode employée pour déterminer l'efficacité de collecte des émissions fugitives dans les installations de production d'aluminium primaire;
 - la description du type de cuve et du type d'anode utilisées;
- (7) une description détaillée de la méthode de surveillance en cas de transfert de CO_2 intrinsèque en tant que composant d'un flux conformément à l'article 48, de transfert de CO_2 conformément à l'article 49, ou de transfert de N_2O conformément à l'article 50, le cas échéant sous la forme d'une description des procédures écrites appliquées, indiquant notamment:
- le cas échéant, la localisation des équipements de mesure de la température et de la pression présents dans le ► **M5** infrastructure de transport de CO_2 ◀;
 - le cas échéant, les procédures de prévention, de détection et de quantification des fuites dans les ► **M5** infrastructure de transport de CO_2 ◀;
 - dans le cas des ► **M5** infrastructure de transport de CO_2 ◀, les procédures garantissant effectivement que le CO_2 n'est transféré que vers des installations disposant d'une autorisation valide d'émettre des gaz à effet de serre ou dans lesquelles toute émission de CO_2 est réellement surveillée et prise en compte conformément à l'article 49;
 - l'identification des installations expéditrice et réceptrice au moyen du code d'identification de l'installation reconnu conformément au ► **M4** règlement (UE) 2019/1122 ⁽¹⁾ ◀;
 - le cas échéant, une description des systèmes de mesure continue utilisés aux points de transfert du CO_2 ou du N_2O entre des installations qui transfèrent du CO_2 ou du N_2O ou de la méthode de détermination conformément aux articles 48, 49 ou 50;

▼ M5

- le cas échéant, une description de la méthode d'estimation prudente utilisée pour déterminer la fraction dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro et la fraction des carburants renouvelables d'origine non biologique ou des carburants à base de carbone recyclé dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro du CO_2 intrinsèque ou transféré conformément aux articles 48, 49 ou 49 *bis*;

▼ B

- le cas échéant, les méthodes de quantification des émissions ou des dégagements de CO_2 dans la colonne d'eau susceptibles de résulter de fuites, ainsi que les méthodes de quantification appliquées et éventuellement adaptées pour les émissions réelles ou les dégagements réels de CO_2 dans la colonne d'eau dus à des fuites, conformément aux prescriptions de la section 23 de l'annexe IV;

▼ M5

- (8) une description détaillée de la méthode de surveillance utilisée lorsque le CO_2 est chimiquement lié au sens de l'article 49 *bis*, le cas échéant sous la forme d'une description des procédures écrites appliquées, indiquant notamment:

⁽¹⁾ Règlement délégué (UE) 2019/1122 de la Commission du 12 mars 2019 complétant la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne le fonctionnement du registre de l'Union (JO L 177 du 27.05.2019, p. 3).

▼ M5

- a) les procédures permettant de déterminer si un produit auquel le CO₂ est chimiquement lié de manière permanente au sens de l'article 49 *bis*, paragraphe 1, du présent règlement satisfait ou non aux exigences énoncées dans le règlement délégué conformément à l'article 12, paragraphe 3 *ter*, de la directive 2003/87/CE et aux types d'utilisations de ces produits;
- b) une description de la méthode de calcul utilisée pour déterminer les quantités de CO₂ chimiquement liées de façon permanente au sens de l'article 49 *bis*, paragraphe 2;
- (9) le cas échéant, une description de la procédure utilisée pour évaluer si les flux dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro sont conformes à l'article 38, paragraphe 5, à l'article 39 *bis*, paragraphe 3, ou à l'article 39 *bis*, paragraphe 4;
- (9 *bis*) le cas échéant, une description de la procédure utilisée pour déterminer les quantités de biogaz dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro sur la base des données d'achat conformément à l'article 39, paragraphe 4, ou les quantités de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro conformément à l'article 39 *bis*, paragraphe 5;

▼ M4

- (10) le cas échéant, au plus tard le 31 décembre 2026, une description de la procédure utilisée pour fournir des informations visée à l'article 75 *tervicies*, paragraphe 2.

▼ B

2. ► **M4** CONTENU MINIMAL DES PLANS DE SURVEILLANCE RELATIFS À L'AVIATION ◀

- 1. Pour tous les exploitants d'aéronefs, le plan de surveillance contient les informations suivantes:
 - a) l'identification de l'exploitant d'aéronef, l'indicatif d'appel ou tout autre identifiant unique utilisé aux fins du contrôle du trafic aérien, les coordonnées de l'exploitant d'aéronef et d'une personne responsable auprès de celui-ci, l'adresse de contact, l'État membre responsable et l'autorité compétente responsable;
 - b) la liste initiale des types d'aéronefs de la flotte de l'exploitant d'aéronef qui sont en service au moment de la présentation du plan de surveillance et le nombre d'aéronefs par type, et la liste indicative des autres types d'aéronefs qu'il est prévu d'utiliser, y compris, le cas échéant, une estimation du nombre d'aéronefs par type, ainsi que les flux (types de carburant) associés à chaque type d'aéronef;

▼ M5

- c) une description des procédures, des systèmes et des responsabilités mis en œuvre pour vérifier l'exhaustivité de la liste des sources d'émission pendant l'année de surveillance, afin de garantir l'exhaustivité de la surveillance et de la déclaration des émissions et des effets hors CO₂ de l'aviation des aéronefs possédés en propre ou pris en location;

▼ B

- d) une description des procédures utilisées pour vérifier l'exhaustivité de la liste des vols effectués sous l'identifiant unique de l'exploitant d'aéronef, par paire d'aérodromes, ainsi que des procédures utilisées pour déterminer si les vols sont couverts par l'annexe I de la directive 2003/87/CE, afin de garantir l'exhaustivité des vols et d'éviter un double comptage;
- e) une description de la procédure relative à la gestion et à l'attribution des responsabilités en matière de surveillance et de déclaration, ainsi qu'à la gestion des compétences du personnel responsable;
- f) une description de la procédure relative à l'évaluation régulière de la pertinence du plan de surveillance, y compris des éventuelles mesures d'amélioration de la méthode de surveillance et des procédures correspondantes appliquées;
- g) une description des procédures écrites relatives aux activités de gestion du flux de données conformément aux exigences de l'article 58, avec diagramme explicatif si nécessaire;

▼ B

- h) une description des procédures écrites relatives aux activités de contrôle établies à l'article 59;
- i) le cas échéant, des informations concernant les liens avec les activités entreprises dans le cadre de l'EMAS, de systèmes relevant de la norme harmonisée ► **M4** ISO 14001:2015 ◀ et d'autres systèmes de management environnemental, y compris des informations sur les procédures et les contrôles ayant trait à la surveillance et à la déclaration des émissions de gaz à effet de serre;
- j) le numéro de version du plan de surveillance et la date à partir de laquelle cette version du plan de surveillance s'applique;

▼ M5

- k) la confirmation que l'exploitant d'aéronef a l'intention ou non d'utiliser l'un ou l'autre outil visé à l'article 55, paragraphe 2, du présent règlement et que l'exploitant d'aéronef a l'intention d'utiliser la simplification visée à l'article 28 *bis*, paragraphe 4, de la directive 2003/87/CE;
- l) le cas échéant, une description de la procédure utilisée pour évaluer si le biocarburant, les carburants renouvelables d'origine non biologique, les carburants à base de carbone recyclé ou les carburants de synthèse à faible teneur en carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro sont conformes à l'article 54 *quater* du présent règlement;
- m) le cas échéant, une description de la procédure utilisée pour déterminer les quantités de carburants d'aviation de substitution conformément à l'article 53, paragraphe 1, et pour garantir que les carburants purs déclarés satisfont aux conditions énoncées à l'article 53 *bis* du présent règlement;

▼ M4

- n) le cas échéant, une description de la procédure utilisée pour évaluer si le carburant d'aviation admissible est conforme à l'article 54 *bis*, paragraphe 2;

▼ M5

- o) le cas échéant, une description de la procédure utilisée pour déterminer les quantités de carburants d'aviation admissibles conformément à l'article 54 *bis*, paragraphe 3, ainsi que pour garantir que les carburants déclarés satisfont aux conditions énoncées à l'article 54 *bis*, paragraphe 4, et à l'article 54 *bis*, paragraphe 5, du présent règlement;
 - p) une confirmation que l'exploitant d'aéronef effectue ou non des vols au sens de l'article 56 *bis*, paragraphe 1;
 - q) une confirmation indiquant si l'exploitant d'aéronef a l'intention ou non d'utiliser uniquement NEATS pour déterminer les effets hors CO₂ de l'aviation, ou s'il a l'intention d'utiliser, pour tout ou partie des données surveillées, leurs propres outils informatiques ou ceux de tiers comme indiqué à l'article 56 *bis*, paragraphe 7;
2. Aux fins de la surveillance des émissions, dans le cas des exploitants d'aéronefs qui ne sont pas des petits émetteurs au sens de l'article 55, paragraphe 1, ou qui ne prévoient pas d'utiliser l'instrument destiné aux petits émetteurs visé à l'article 55, paragraphe 2, le plan de surveillance contient les informations suivantes:

▼ B

- a) une description de la procédure écrite à utiliser pour définir la méthode de surveillance applicable aux autres types d'aéronefs qu'un exploitant d'aéronef prévoit d'utiliser;

▼B

- b) une description des procédures écrites relatives à la surveillance de la consommation de carburant de chaque aéronef, indiquant:
- i) la méthode choisie (méthode A ou méthode B) pour calculer la consommation de carburant; et si la même méthode n'est pas appliquée à tous les types d'aéronefs, il convient de justifier cette méthode et de fournir une liste précisant quelle méthode est utilisée dans quelles conditions;
 - ii) les procédures de mesure du combustible embarqué et du combustible présent dans les réservoirs, la description des instruments de mesure utilisés et les procédures d'enregistrement, de récupération, de transmission et de stockage des informations concernant les mesures, selon le cas;
 - iii) la méthode permettant de déterminer la densité, le cas échéant;
 - iv) une justification de la méthode de surveillance choisie, afin de garantir les degrés d'incertitude les plus faibles, conformément à l'article 56, paragraphe 1;
- c) la liste des divergences par rapport à la méthode de surveillance générale visée au point b), pour certains aérodromes, lorsqu'il n'est pas possible pour l'exploitant d'aéronef, en raison de circonstances particulières, de fournir toutes les données requises pour la méthode de surveillance prévue;
- d) les facteurs d'émission utilisés pour chaque type de carburant ou, en cas de carburants de substitution, les méthodes employées pour déterminer les facteurs d'émission, notamment la méthode d'échantillonnage, les méthodes d'analyse, une description des laboratoires utilisés et de leur accréditation et/ou de leurs procédures d'assurance de la qualité;
- e) une description des procédures et des systèmes permettant d'identifier, d'évaluer et de traiter les données manquantes conformément à l'article 66, paragraphe 2.

▼M4**▼M5**

3. Aux fins de la surveillance des effets hors CO₂ de l'aviation, le plan de surveillance contient, le cas échéant, les informations suivantes pour les exploitants d'aéronefs n'utilisant pas uniquement NEATS pour déterminer les effets hors CO₂ de l'aviation:
- a) la description des modules d'estimation de la consommation de carburant et d'estimation des émissions, du modèle de calcul du CO₂(e) et des outils informatiques associés que les exploitants d'aéronefs ont l'intention d'utiliser;
 - b) une description et un diagramme du processus de surveillance des données relatives au modèle de calcul du CO₂(e) décrit à l'annexe III *bis*, section 4, du présent règlement;
 - c) une description de la procédure écrite visant à garantir que des données appropriées sont utilisées pour alimenter les modèles de calcul du CO₂ (e) conformément à l'annexe III *bis* du présent règlement et que les effets sur le climat de tous les agents hors CO₂ par vol sont pris en considération;
 - d) une description de la procédure écrite permettant de détecter et d'évaluer les lacunes dans les données et d'appliquer les valeurs par défaut décrites à l'annexe III *bis*, section 5, et à l'annexe III *ter* du présent règlement, afin de combler les lacunes dans les données.

▼M4

▼ **M4****4. CONTENU MINIMAL DES PLANS DE SURVEILLANCE DES ENTITÉS RÉGLEMENTÉES**

Le plan de surveillance des entités réglementées contient au moins les informations ci-après:

- 1) des informations générales concernant l'entité réglementée:
 - a) l'identification de l'entité réglementée, ses coordonnées, y compris son adresse, et, le cas échéant, le numéro d'enregistrement et d'identification de l'opérateur économique conformément au règlement (UE) n° 952/2013, le numéro d'accise conformément au règlement (UE) n° 389/2012 ou le numéro national d'enregistrement et d'identification aux fins de l'accise attribué par l'autorité compétente en vertu de la législation nationale transposant la directive 2003/96/CE, utilisé pour la déclaration à des fins fiscales conformément à la législation nationale transposant les directives 2003/96/CE et (UE) 2020/262;
 - b) une description de l'entité réglementée, contenant une liste des flux de combustibles à surveiller, les moyens par lesquels les flux de combustibles sont mis à la consommation et l'utilisation finale ou les utilisations finales du flux de combustible mis à la consommation, y compris le code FRC, au niveau d'agrégation disponible, et répondant aux critères suivants:
 - i) cette description doit suffire à démontrer l'absence de double comptabilisation des émissions et de toute lacune dans les données;
 - ii) un diagramme simple indiquant les informations visées au point b), premier alinéa, décrivant l'entité réglementée, les flux de combustibles, les moyens par lesquels les combustibles au sens de ► **C3** l'article 3, point af), de la directive 2003/87/CE ◀ sont mis à la consommation, les instruments de mesure et toute autre partie de l'entité réglementée pertinente pour la méthode de surveillance, notamment pour les activités de gestion du flux de données et les activités de contrôle;
 - iii) lorsque les entités réglementées et les flux de combustibles couverts correspondent à des entités soumises à des obligations de déclaration et à des combustibles soumis à la législation nationale transposant les directives 2003/96/CE ou 2009/30/CE, un diagramme simple indiquant les méthodes de mesure utilisées aux fins de ces actes;
 - iv) le cas échéant, une description de toute divergence par rapport au début et à la fin de l'année de surveillance, conformément à l'article 75 *undecies*, paragraphe 2;
 - c) une description de la procédure relative, d'une part, à la gestion des attributions de responsabilités en matière de surveillance et de déclaration au sein de l'installation et, d'autre part, à la gestion des compétences du personnel responsable;
 - d) une description de la procédure relative à l'évaluation régulière du plan de surveillance pour juger de sa pertinence, qui couvre notamment:
 - i) la vérification de la liste des flux de combustibles afin de garantir l'exhaustivité et de veiller à ce que tous les changements survenus concernant la nature ou le fonctionnement de l'entité réglementée soient consignés dans le plan de surveillance;
 - ii) l'évaluation du respect des seuils d'incertitude définis pour les quantités de combustibles mis à la consommation et les autres paramètres, le cas échéant, pour les niveaux de méthode appliqués pour chaque flux de combustible;
 - iii) l'évaluation des éventuelles mesures d'amélioration de la méthode de surveillance appliquée, en particulier la méthode de détermination du facteur de champ d'application;
 - e) une description des procédures écrites relatives aux activités de gestion du flux de données conformément à l'article 58, y compris un diagramme explicatif en cas de besoin;

▼ M4

- f) une description des procédures écrites relatives aux activités de contrôle établies conformément à l'article 59;
 - g) le cas échéant, des informations concernant les liens pertinents entre l'activité de l'entité réglementée visée à l'annexe III de la directive 2003/87/CE et la déclaration à des fins fiscales conformément à la législation nationale transposant les directives 2003/96/CE et (UE) 2020/262;
 - h) le numéro de version du plan de surveillance et la date à partir de laquelle cette version du plan de surveillance s'applique;
 - i) la catégorie de l'entité réglementée;
- 2) une description détaillée des méthodes fondées sur le calcul, comprenant:
- a) pour chaque flux de combustible à surveiller, une description détaillée de la méthode fondée sur le calcul appliquée, y compris une liste des données et des formules de calcul utilisées, les méthodes de détermination du facteur de champ d'application, une liste des niveaux appliqués pour les quantités de combustibles mis à la consommation, tous les facteurs de calcul pertinents, le facteur de champ d'application et, au niveau d'agrégation connu, les codes FRC de l'utilisation finale ou des utilisations finales du flux de combustible mis à la consommation;
 - b) si l'entité réglementée souhaite recourir à une simplification pour les flux de combustibles de minimis, une catégorisation des flux de combustibles en flux majeurs de combustibles et flux de combustibles de minimis;
 - c) une description des systèmes de mesure utilisés et leur plage de mesure, l'incertitude ainsi que la localisation des instruments de mesure à utiliser pour chacun des flux de combustibles à surveiller;
 - d) le cas échéant, les valeurs par défaut utilisées pour les facteurs de calcul, avec indication de la source du facteur ou de la source à partir de laquelle le facteur par défaut sera périodiquement déterminé, pour chacun des flux de combustibles;
 - e) le cas échéant, la liste des méthodes d'analyse à employer pour déterminer tous les facteurs de calculs pertinents, pour chacun des flux de combustibles, et une description des procédures écrites relatives à ces analyses;
 - f) le cas échéant, une description de la procédure expliquant le plan d'échantillonnage pour les combustibles à analyser, ainsi que de la procédure employée pour évaluer la pertinence du plan d'échantillonnage;
 - g) le cas échéant, la liste des laboratoires participant à la mise en œuvre des procédures d'analyse et, lorsqu'un laboratoire n'est pas accrédité conformément à l'article 34, paragraphe 1, une description de la procédure utilisée pour démontrer le respect d'exigences équivalentes, conformément à l'article 34, paragraphes 2 et 3;

▼ M5

- 3) Le cas échéant, une description de la procédure utilisée pour évaluer si les flux de combustibles dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro sont conformes à l'article 38, paragraphe 5, ou à l'article 39 *bis*, paragraphes 3 et 4, et, le cas échéant, à l'article 75 *quaterdecies*, paragraphe 2, du présent règlement;

▼ M4

- 4) le cas échéant, une description de la procédure utilisée pour déterminer les quantités de biogaz sur la base des données d'achat conformément à l'article 39, paragraphe 4.
- 5) le cas échéant, une description de la procédure utilisée pour communiquer les informations visées à l'article 75 *tervicies*, paragraphe 3, et recevoir des informations conformément à l'article 75 *tervicies*, paragraphe 2.

▼B

ANNEXE II

Définition des niveaux pour les méthodes fondées sur le calcul applicables aux installations (article 12, paragraphe 1)**1. DÉFINITION DES NIVEAUX APPLICABLES POUR LES DONNÉES D'ACTIVITÉ**

Les seuils d'incertitude indiqués dans le tableau 1 correspondent aux niveaux applicables pour les exigences concernant les données d'activité, conformément à l'article 28, paragraphe 1, point a), à l'article 29, paragraphe 2, premier alinéa, et à l'annexe IV du présent règlement. On entend, par seuil d'incertitude, l'incertitude maximale tolérée pour la détermination des flux sur une période de déclaration.

▼M5

Lorsque des activités visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE ne figurent pas dans le tableau 1 et que le bilan massique visé à l'article 25 du présent règlement n'est pas utilisé, l'exploitant applique, pour ces activités, les niveaux indiqués dans la rubrique «Combustion de combustibles et combustibles utilisés comme matières entrantes» du tableau 1.

▼B

Tableau 1

Niveaux applicables pour les données d'activité (incertitude maximale tolérée pour chaque niveau)

Activité/type de flux	Paramètre auquel s'applique l'incertitude	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Niveau 4
Combustion de combustibles et combustibles utilisés comme matières entrantes					
Combustibles marchands ordinaires	Quantité de combustibles [t] ou [Nm ³]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Autres combustibles gazeux et liquides	Quantité de combustibles [t] ou [Nm ³]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Combustibles solides, à l'exclusion des déchets	Quantité de combustibles [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Déchets	Quantité de combustibles [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Torchères	Quantité de gaz brûlée [Nm ³]	± 17,5 %	± 12,5 %	± 7,5 %	
Épuration Carbonate (méthode A)	Quantité de carbonate consommée [t]	± 7,5 %			
Épuration gypse (méthode B)	Quantité de gypse produite [t]	± 7,5 %			
Épuration urée	Quantité d'urée consommée	± 7,5 %			

▼M4**▼B****▼M5****Raffinage de pétrole****▼B**

Régénération des catalyseurs de craquage catalytique (*)	Les exigences en matière d'incertitude s'appliquent séparément pour chaque source d'émission	± 10 %+	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %
--	--	---------	---------	-------	---------

▼B

Activité/type de flux	Paramètre auquel s'applique l'incertitude	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Niveau 4
-----------------------	---	----------	----------	----------	----------

Production de coke

Méthode du bilan massique	Chaque matière entrante et sortante [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
---------------------------	---	---------	-------	---------	---------

Grillage et frittage de minerai métallique

Apport de carbonate et résidus de procédés contenant des carbonates	Matière entrante et résidus de procédés contenant des carbonates [t]	± 5 %	± 2,5 %		
Méthode du bilan massique	Chaque matière entrante et sortante [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %

Production de fonte et d'acier

Combustible employé pour alimenter le procédé	Chaque flux massique entrant et sortant de l'installation [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Méthode du bilan massique	Chaque matière entrante et sortante [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %

Production de clinker

D'après la charge du four (méthode A)	Chaque charge du four [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	
Quantité de clinker produite (méthode B)	Clinker produit [t]	± 5 %	± 2,5 %		
Poussières des fours à ciment	Poussières des fours à ciment ou de bypass [t]	s.o. (**)	± 7,5 %		
Carbone non issu de carbonates	Chaque matière première [t]	± 15 %	± 7,5 %		

Production de chaux et calcination de dolomite et de magnésite

Carbonates et autres matières utilisées dans les procédés (méthode A)	Chaque charge du four [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	
Oxydes alcalinoterreux (méthode B)	Chaux produite [t]	± 5 %	± 2,5 %		
Poussières de four (méthode B)	Poussières de four [t]	s.o. (**)	± 7,5 %		

▼B

Activité/type de flux	Paramètre auquel s'applique l'incertitude	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Niveau 4
Fabrication de verre et de laine minérale					
Carbonates et autres matières utilisées dans les procédés (matières entrantes)	Chaque matière première ou additif contenant des carbonates et associé à des émissions de CO ₂ [t]	± 2,5 %	± 1,5 %		
Fabrication de produits céramiques					
Apports de carbone (méthode A)	Chaque matière première ou additif contenant des carbonates et associé à des émissions de CO ₂ [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	
Oxydes alcalinoterreux (méthode B)	Production brute, y compris produits rejetés et calcin des fours, et expéditions [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	
Épuration	Quantité de CaCO ₃ sec consommée [t]	± 7,5 %			
Production de pâte à papier et de papier					
Produits chimiques d'appoint	Quantité de CaCO ₃ et de Na ₂ CO ₃ [t]	± 2,5 %	± 1,5 %		
Production de noir de carbone					
Méthode du bilan massique	Chaque matière entrante et sortante [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Production d'ammoniac					
Combustible employé pour alimenter le procédé	Quantité de combustible utilisée pour alimenter le procédé [t] ou [Nm ³]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Production d'hydrogène et de gaz de synthèse					
Combustible employé pour alimenter le procédé	Quantité de combustible utilisée comme matière entrante pour la production d'hydrogène [t] ou [Nm ³]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Méthode du bilan massique	Chaque matière entrante et sortante [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Fabrication de produits chimiques organiques en vrac					
Méthode du bilan massique	Chaque matière entrante et sortante [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %

▼ **B**

Activité/type de flux	Paramètre auquel s'applique l'incertitude	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Niveau 4
Production ou transformation de métaux ferreux et non ferreux, y compris d'aluminium secondaire					
Émissions de procédé	Chaque matière entrante ou résidu de procédé utilisé comme matière entrante dans le procédé [t]	5 %	2,5 %		
Méthode du bilan massique	Chaque matière entrante et sortante [t]	7,5 %	5 %	2,5 %	1,5 %

▼ **M5****Production d'aluminium de première fusion ou d'alumine**▼ **B**

Méthode du bilan massique	Chaque matière entrante et sortante [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Émissions de PFC (méthode des pentes)	Production d'aluminium primaire en [t], durée des effets d'anode en minutes en [nombre d'effets d'anode/cuve-jour] et en [durée de l'effet d'anode en minute/événement]	± 2,5 %	± 1,5 %		
Émissions de PFC (méthode de la surtension)	Production d'aluminium primaire en [t], surtension de l'effet d'anode [mV] et rendement de courant [-]	2,5 %	1,5 %		

▼ **M5****Captage, transfert et stockage géologique du CO₂ dans un site de stockage agréé au titre de la directive 2009/31/CE**

Bilan massique du CO ₂ transféré	CO ₂ transféré vers ou depuis une installation, une infrastructure de transport ou un site de stockage, émissions de purge, résultant de fuites ou fugitives [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
CO ₂ émis par purge, résultant de fuites ou d'émissions fugitives	CO ₂ émis par purge, résultant de fuites ou d'émissions fugitives [t]	± 17,5 %	± 12,5 %	± 7,5 %	

▼ **B**

(*) pour la surveillance des émissions liées à la régénération des catalyseurs de craquage catalytique (régénération d'autres catalyseurs et unités de cokéfaction fluide avec gazéification) dans les raffineries de pétrole, le degré d'incertitude prescrit est lié à l'incertitude totale associée à toutes les émissions provenant de cette source.

(**) quantité [t] de poussières des fours à ciment (CKD) ou de poussières de bypass (le cas échéant) sortant du système du four durant la période de déclaration, estimée à l'aide des lignes directrices sur les meilleures pratiques publiées par l'industrie.

2. DÉFINITION DES NIVEAUX APPLICABLES POUR LES FACTEURS DE CALCUL DANS LE CAS DES ÉMISSIONS DE COMBUSTION

Les exploitants surveillent les émissions de CO₂ qui résultent de tous les types de procédés de combustion qui se déroulent dans le cadre des activités visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE ou incluses dans le système d'échange de quotas d'émission de l'Union en vertu de l'article 24 de ladite directive en appliquant les niveaux définis dans la présente section.

► **M1** Lorsque des combustibles ou des matières combustibles générant des émissions de CO₂ sont utilisés comme matière entrante dans un procédé, la section 4 de la présente annexe s'applique. ◀ Si des combustibles entrent en ligne de compte dans un bilan massique conformément à l'article 25, paragraphe 1, du présent règlement, les niveaux définis pour les bilans massiques à la section 3 de la présente annexe s'appliquent.

Pour les émissions de procédé dues à l'épuration des effluents gazeux de ce procédé, les niveaux définis conformément aux sections 4 et 5 de la présente annexe s'appliquent, suivant le cas.

2.1 Niveaux applicables pour les facteurs d'émission

▼ **M5**

Lors de la détermination de la fraction issue de la biomasse, de la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé ou de la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone d'un combustible ou d'une matière mixte, les niveaux définis s'appliquent au facteur d'émission préliminaire. Dans le cas des combustibles et matières fossiles, les niveaux se rapportent au facteur d'émission.

▼B

Niveau 1: L'exploitant applique une des options suivantes:

- a) les facteurs standard indiqués à la section 1 de l'annexe VI;
- b) d'autres constantes conformément à l'article 31, paragraphe 1, point e), si aucune valeur applicable n'est indiquée à la section 1 de l'annexe VI.

Niveau 2a: L'exploitant applique les facteurs d'émission spécifiques par pays pour chaque combustible ou matière, conformément à l'article 31, paragraphe 1, points b) et c), ou les valeurs déterminées conformément à l'article 31, paragraphe 1, point d).

Niveau 2b: L'exploitant détermine les facteurs d'émission du combustible à partir de l'une des variables représentatives ci-après, en association avec une corrélation empirique, au moins une fois par an conformément aux articles 32 à 35 et à l'article 39:

- a) mesure de la densité de certaines huiles ou de certains gaz, notamment ceux couramment utilisés dans l'industrie du raffinage ou la sidérurgie;
- b) pouvoir calorifique inférieur de certains types de charbons.

L'exploitant s'assure que la corrélation respecte les règles de l'art et qu'elle n'est appliquée qu'aux valeurs de la variable représentative comprises dans la plage de valeurs pour laquelle elle a été établie.

Niveau 3: L'exploitant applique une des options suivantes:

- a) détermination du facteur d'émission conformément aux dispositions pertinentes des articles 32 à 35;
- b) corrélation empirique spécifiée pour le niveau 2b, lorsque l'exploitant démontre de manière concluante à l'autorité compétente que l'incertitude de la corrélation empirique n'excède pas un tiers de la valeur d'incertitude que l'exploitant doit respecter pour la détermination des données d'activité des combustibles ou matières correspondants.

2.2 Niveaux applicables pour le pouvoir calorifique inférieur

Niveau 1: L'exploitant applique une des options suivantes:

- a) les facteurs standard indiqués à la section 1 de l'annexe VI;
- b) d'autres constantes conformément à l'article 31, paragraphe 1, point e), si aucune valeur applicable n'est indiquée à la section 1 de l'annexe VI.

Niveau 2a: L'exploitant applique les facteurs d'émission spécifiques par pays pour chaque combustible, conformément à l'article 31, paragraphe 1, point b) ou c), ou les valeurs déterminées conformément à l'article 31, paragraphe 1, point d).

Niveau 2b: Pour les combustibles marchands, on utilise le pouvoir calorifique inférieur déterminé d'après les données d'achat communiquées par le fournisseur, à condition que cette détermination ait été réalisée conformément aux normes nationales ou internationales reconnues.

Niveau 3: L'exploitant détermine le pouvoir calorifique inférieur conformément aux dispositions des articles 32 à 35.

2.3 Niveaux applicables pour les facteurs d'oxydation

Niveau 1: L'exploitant applique un facteur d'oxydation égal à 1.

Niveau 2: L'exploitant applique des facteurs d'oxydation pour chaque combustible conformément à l'article 31, paragraphe 1, point b) ou c).

▼B

Niveau 3: Pour les combustibles, l'exploitant calcule des facteurs spécifiques des différentes activités en se fondant sur la teneur en carbone des cendres, des effluents, des autres rejets et sous-produits, ainsi que sur les autres formes gazeuses incomplètement oxydées de carbone émises, à l'exception du monoxyde de carbone. La composition est déterminée conformément aux dispositions des articles 32 à 35.

▼M5**2.4 Niveaux applicables pour la fraction issue de la biomasse**

Niveau 1: L'exploitant applique une des valeurs publiées par l'autorité compétente ou la Commission, ou des valeurs déterminées conformément à l'article 31, paragraphe 1.

Niveau 2: L'exploitant applique une méthode d'estimation approuvée conformément à l'article 39, paragraphe 2, deuxième alinéa.

Niveau 3a: L'exploitant applique des analyses conformément à l'article 39, paragraphe 2, premier alinéa, et aux articles 32 à 35.

Niveau 3b: Pour les combustibles issus d'un procédé de production dont les flux entrants sont connus et traçables, l'exploitant peut fonder cette estimation sur un bilan des matières du carbone d'origine fossile et du carbone issu de la biomasse à l'entrée et à la sortie du procédé, tel que le système de bilan massique visé à l'article 30, paragraphe 1, de la directive (UE) 2018/2001.

Lorsqu'un exploitant considère qu'une fraction fossile est égale à 100 % conformément à l'article 39, paragraphe 1, du présent règlement, aucun niveau n'est attribué à la fraction issue de la biomasse.

2.5 Niveaux applicables à la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé ou à la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone

Niveau 1: L'exploitant détermine la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé ou la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone sur la base du système de bilan massique conformément à l'article 30, paragraphe 1, de la directive (UE) 2018/2001.

Lorsqu'un exploitant considère qu'une fraction fossile est égale à 100 % conformément à l'article 39 *bis*, paragraphe 1, du présent règlement, aucun niveau n'est attribué à la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé ou à la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone.

▼B**3. DÉFINITION DES NIVEAUX APPLICABLES POUR LES FACTEURS DE CALCUL DANS LE CADRE DES BILANS MASSIQUES**

Lorsqu'un exploitant a recours à un bilan massique conformément à l'article 25, il applique les niveaux définis dans la présente section.

3.1 Niveaux applicables pour la teneur en carbone

L'exploitant applique un des niveaux énumérés au présent point. Pour déterminer la teneur en carbone à partir d'un facteur d'émission, l'exploitant utilise les équations suivantes:

a) si le facteur d'émission est exprimé en t CO₂/TJ: $C = (FE \times PCI)/f$

b) si le facteur d'émission est exprimé en t CO₂/t: $C = FE/f$

Dans ces formules, c'est la teneur en carbone exprimée sous la forme d'une fraction (tonne de carbone par tonne de produit), FE est le facteur d'émission, PCI est le pouvoir calorifique inférieur et f, le facteur défini à l'article 36, paragraphe 3.

▼M5

Lors de la détermination de la fraction issue de la biomasse, de la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé ou de la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone d'un combustible ou d'une matière mixte, les niveaux définis s'appliquent à la teneur totale en carbone. Pour déterminer la fraction de carbone issue de la biomasse, les niveaux définis à la section 2.4 de la présente annexe sont appliqués. Pour déterminer la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé ou la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone, les niveaux définis à la section 2.5 de la présente annexe sont appliqués.

▼ B

Niveau 1: L'exploitant applique une des options suivantes:

- a) la teneur en carbone découlant des facteurs standard figurant à la section 1 et à la section 2 de l'annexe VI;
- b) d'autres constantes conformément à l'article 31, paragraphe 1, point e), si aucune valeur applicable ne figure à la section 1 ou à la section 2 de l'annexe VI.

Niveau 2a: L'exploitant détermine la teneur en carbone à partir des facteurs d'émission spécifiques par pays pour le combustible ou la matière correspondants, conformément à l'article 31, paragraphe 1, point b) ou c), ou des valeurs visées à l'article 31, paragraphe 1, point d).

▼ M5

Niveau 2b: L'exploitant détermine la teneur en carbone à partir du facteur d'émission du combustible en utilisant une des variables représentatives ci-après, en association avec une corrélation empirique établie au moins une fois par an conformément aux articles 32 à 35 du présent règlement:

▼ B

- a) mesure de la densité de certaines huiles ou de certains gaz, notamment ceux couramment utilisés dans l'industrie du raffinage ou la sidérurgie;
- b) pouvoir calorifique inférieur de certains types de charbons.

L'exploitant s'assure que la corrélation respecte les règles de l'art et qu'elle n'est appliquée qu'aux valeurs de la variable représentative comprises dans la plage de valeurs pour laquelle elle a été établie.

Niveau 3: L'exploitant applique une des options suivantes:

- a) détermination de la teneur en carbone conformément aux dispositions pertinentes des articles 32 à 35;
- b) corrélation empirique spécifiée pour le niveau 2b, lorsque l'exploitant démontre de manière concluante à l'autorité compétente que l'incertitude de la corrélation empirique n'excède pas un tiers de la valeur d'incertitude que l'exploitant doit respecter pour la détermination des données d'activité des combustibles ou matières correspondants.

3.2 Niveaux applicables pour le pouvoir calorifique inférieur

Il y a lieu d'appliquer les niveaux définis à la section 2.2 de la présente annexe.

3.3 Niveaux applicables pour la fraction issue de la biomasse

Il y a lieu d'appliquer les niveaux définis à la section 2.4 de la présente annexe.

▼ M5**3.4 Niveaux applicables à la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé ou à la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone**

Il y a lieu d'appliquer les niveaux définis à la section 2.5 de la présente annexe.

▼ M1**4. DÉFINITION DES NIVEAUX APPLICABLES POUR LES FACTEURS DE CALCUL DANS LE CAS DES ÉMISSIONS DE CO₂ LIÉES AU PROCÉDÉ**

Pour toutes les émissions de CO₂ liées au procédé, en particulier pour les émissions résultant de la décomposition des carbonates et des matières utilisées dans les procédés contenant du carbone sous une forme autre que des carbonates, y compris l'urée, le coke et le graphite, lorsqu'elles sont surveillées selon la méthode standard conformément à l'article 24, paragraphe 2, les niveaux définis dans la présente section pour les facteurs de calcul applicables sont appliqués.

▼ M1

Dans le cas de matières mixtes, qui contiennent à la fois de formes de carbone inorganique et organique, l'exploitant peut décider:

- soit de déterminer un facteur d'émission préliminaire total pour la matière mixte en analysant la teneur totale en carbone et en utilisant un facteur de conversion et, le cas échéant, une fraction de la biomasse et le pouvoir calorifique inférieur correspondant à cette teneur totale en carbone, soit
- de déterminer séparément les teneurs organique et inorganique et les traiter comme deux flux distincts.

Pour les émissions résultant de la décomposition des carbonates, l'exploitant peut choisir, pour chaque flux, l'une des méthodes suivantes:

- a) **Méthode A** (sur la base des matières entrantes): le facteur d'émission, le facteur de conversion et les données d'activité, qui sont fonction de la quantité de matières utilisées pour alimenter le procédé.
- b) **Méthode B** (sur la base des matières produites): le facteur d'émission, le facteur de conversion et les données d'activité, qui sont fonction de la quantité de matières produites par le procédé.

Pour les autres émissions de CO₂ liées au procédé, l'exploitant applique uniquement la méthode A.

▼ M5

Par dérogation aux dispositions de la présente section et des sous-sections suivantes, les exploitants peuvent déterminer que les émissions de procédé des matières ont un facteur d'émission égal à zéro, pour autant que ces matières remplissent toutes les conditions suivantes:

- i) elles ne répondent pas aux définitions des carburants renouvelables d'origine non biologique, des carburants à base de carbone recyclé ou des carburants de synthèse à faible teneur en carbone;
- ii) elles ont été produites dans une autre installation relevant de la directive 2003/87/CE;
- iii) le CO₂ a été chimiquement lié afin de produire ces matières;
- iv) l'installation qui a émis le CO₂ visé au point iii) a inclus ce CO₂ dans sa déclaration d'émissions annuelle;
- v) elles ne répondent pas aux spécifications d'un produit figurant dans le règlement délégué adopté en vertu de l'article 12, paragraphe 3 *ter*, de la directive 2003/87/CE.

▼ M1**4.1. Niveaux applicables pour le facteur d'émission avec la méthode A**

Niveau 1: L'exploitant applique une des options suivantes:

- a) les facteurs standard énumérés à l'annexe VI, section 2, tableau 2, en cas de décomposition du carbonate, ou dans les tableaux 1, 4 ou 5 pour les autres matières utilisées dans les procédés;
- b) d'autres constantes conformément à l'article 31, paragraphe 1, point e), si aucune valeur applicable n'est indiquée à l'annexe VI.

▼ M1

Niveau 2: L'exploitant applique un facteur d'émission spécifique par pays, conformément à l'article 31, paragraphe 1, point b) ou c), ou les valeurs déterminées conformément à l'article 31, paragraphe 1, point d).

Niveau 3: L'exploitant détermine le facteur d'émission conformément aux dispositions des articles 32 à 35. Les rapports stœchiométriques indiqués à la section 2 de l'annexe VI sont utilisés, le cas échéant, pour convertir les données relatives à la composition en facteurs d'émission.

4.2. Niveaux applicables pour le facteur d'émission avec la méthode A

Niveau 1: Un facteur de conversion égal à 1 est utilisé.

Niveau 2: Les carbonates et les autres substances carbonées quittant le procédé sont pris en compte au moyen d'un facteur de conversion dont la valeur est comprise entre 0 et 1. L'exploitant peut considérer que la conversion est complète pour une ou plusieurs matières entrantes et imputer les matières et autres substances carbonées non converties aux matières entrantes restantes. Les autres paramètres chimiques pertinents des produits sont déterminés conformément aux dispositions des articles 32 à 35.

4.3. Niveaux applicables pour le facteur d'émission avec la méthode B

Niveau 1: L'exploitant applique une des options suivantes:

- a) les facteurs standard figurant dans le tableau 3, à la section 2 de l'annexe VI;
- b) d'autres constantes conformément à l'article 31, paragraphe 1, point e), si aucune valeur applicable n'est indiquée à l'annexe VI.

Niveau 2: L'exploitant applique un facteur d'émission spécifique par pays, conformément à l'article 31, paragraphe 1, point b) ou c), ou les valeurs déterminées conformément à l'article 31, paragraphe 1, point d).

Niveau 3: L'exploitant détermine le facteur d'émission conformément aux dispositions des articles 32 à 35. Les rapports stœchiométriques indiqués dans le tableau 3 de l'annexe VI, section 2, sont utilisés pour convertir les données relatives à la composition en facteurs d'émission, étant entendu que la totalité des oxydes métalliques concernés provient des carbonates correspondants. À cette fin, l'exploitant tient compte au minimum de CaO et de MgO et fournit à l'autorité compétente des éléments probants permettant d'établir quels autres oxydes métalliques sont liés à des carbonates contenus dans les matières premières.

4.4. Niveaux applicables pour le facteur de conversion avec la méthode B

Niveau 1: Un facteur de conversion égal à 1 est utilisé.

Niveau 2: La quantité de composés métalliques autres que des carbonates contenue dans les matières premières, y compris la poussière de retour d'air ou les cendres volantes ou d'autres matières déjà calcinées, est prise en compte au moyen de facteurs de conversion dont la valeur est comprise entre 0 et 1, la valeur 1 correspondant à une conversion totale des carbonates contenus dans les matières premières en oxydes. Les autres paramètres chimiques pertinents des matières entrantes sont déterminés conformément aux dispositions des articles 32 à 35.

4.5. Niveaux applicables pour le pouvoir calorifique inférieur

Le cas échéant, l'exploitant détermine le pouvoir calorifique inférieur de la matière utilisée dans les procédés en utilisant les niveaux définis à la section 2.2 de la présente annexe. Le pouvoir calorifique inférieur n'est pas considéré comme pertinent pour les flux de minimis ou lorsque la matière n'est pas combustible en tant que telle sans l'ajout d'autres combustibles. En cas de doute, l'exploitant demande à l'autorité compétente de confirmer si le pouvoir calorifique inférieur doit être surveillé et déclaré.

▼ M1

4.6. Niveaux applicables pour la fraction issue de la biomasse

Le cas échéant, l'exploitant détermine la fraction issue de la biomasse contenue dans la matière utilisée dans les procédés en utilisant les niveaux définis à la section 2.4 de la présente annexe.

▼ M5

4.7. Niveaux applicables à la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé ou à la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone

Il y a lieu d'appliquer les niveaux définis à la section 2.5 de la présente annexe.

▼ M1

▼ **M4**

ANNEXE II bis

Définition des niveaux pour les méthodes fondées sur le calcul applicables aux entités réglementées

1. DÉFINITION DES NIVEAUX POUR LES QUANTITÉS DE COMBUSTIBLES MIS À LA CONSOMMATION

Les seuils d'incertitude indiqués dans le tableau 1 correspondent aux niveaux applicables pour les exigences concernant les quantités de combustibles mis à la consommation conformément à l'article 28, paragraphe 1, point a), et à l'article 29, paragraphe 2, premier alinéa. On entend, par seuil d'incertitude, l'incertitude maximale tolérée pour la détermination des flux de combustibles sur une période de déclaration.

Tableau 1

Niveaux applicables pour les quantités de combustibles mis à la consommation (incertitude maximale tolérée pour chaque niveau)

Type de flux de combustible	Paramètre auquel s'applique l'incertitude	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Niveau 4
-----------------------------	---	----------	----------	----------	----------

Combustion de combustibles

Combustibles marchands ordinaires	Quantité de combustibles [t] ou [Nm ³] ou [TJ]	±7,5 %	±5 %	±2,5 %	±1,5 %
Autres combustibles gazeux et liquides	Quantité de combustibles [t] ou [Nm ³] ou [TJ]	±7,5 %	±5 %	±2,5 %	±1,5 %
Combustibles solides	Quantité de combustibles [t] ou [TJ]	±7,5 %	±5 %	±2,5 %	±1,5 %

2. DÉFINITION DES NIVEAUX APPLICABLES POUR LES FACTEURS DE CALCUL ET LE FACTEUR DE CHAMP D'APPLICATION

Les entités réglementées surveillent les émissions de CO₂ qui résultent de tous les types de combustibles mis à la consommation dans les secteurs visés à l'annexe III de la directive 2003/87/CE ou incluses dans le système d'échange de quotas d'émission de l'Union en vertu de l'article 30 *undecies* de ladite directive en appliquant les niveaux définis dans la présente section.

2.1. Niveaux applicables pour les facteurs d'émission

Lors de la détermination de la fraction issue de la biomasse d'un combustible mixte, les niveaux définis s'appliquent au facteur d'émission préliminaire. Dans le cas des combustibles fossiles, les niveaux se rapportent au facteur d'émission.

▼ **M5**

Lors de la détermination de la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé ou de la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone d'un combustible mixte, les niveaux définis s'appliquent au facteur d'émission préliminaire.

▼ **M4**

Niveau 1: l'entité réglementée applique une des options suivantes:

- a) les facteurs standard indiqués à la section 1 de l'annexe VI;
- b) d'autres constantes conformément à l'article 31, paragraphe 1, point e), si aucune valeur applicable n'est indiquée à la section 1 de l'annexe VI.

Niveau 2a: l'entité réglementée applique des facteurs d'émission spécifiques par pays pour le combustible concerné conformément à l'article 31, paragraphe 1, points b) et c).

Niveau 2b: l'entité réglementée détermine les facteurs d'émission du combustible à partir du pouvoir calorifique inférieur de certains types de charbons, en association avec une corrélation empirique, au moins une fois par an conformément aux articles 32 à 35 et à l'article 75 *quaterdecies*.

▼ **M4**

L'entité réglementée s'assure que la corrélation respecte les règles de l'art et qu'elle n'est appliquée qu'aux valeurs de la variable représentative comprises dans la plage de valeurs pour laquelle elle a été établie.

Niveau 3: l'entité réglementée applique une des options suivantes:

- a) détermination du facteur d'émission conformément aux dispositions pertinentes des articles 32 à 35;
- b) corrélation empirique spécifiée pour le niveau 2b, lorsque l'entité réglementée démontre de manière concluante à l'autorité compétente que l'incertitude de la corrélation empirique n'excède pas un tiers de la valeur d'incertitude que l'entité réglementée doit respecter pour la détermination des quantités de combustibles correspondants mis à la consommation.

2.2. Niveaux applicables pour le facteur de conversion d'unité

Niveau 1: l'entité réglementée applique une des options suivantes:

- a) les facteurs standard indiqués à la section 1 de l'annexe VI;
- b) d'autres constantes conformément à l'article 31, paragraphe 1, point e), si aucune valeur applicable n'est indiquée à la section 1 de l'annexe VI.

Niveau 2a: l'entité réglementée applique des facteurs spécifiques par pays pour le combustible concerné conformément à l'article 31, paragraphe 1, point b) ou c).

Niveau 2b: pour les combustibles marchands, on utilise le facteur de conversion d'unité déterminé d'après les données d'achat communiquées pour le combustible correspondant, à condition que cette détermination ait été réalisée conformément aux normes nationales ou internationales reconnues.

Niveau 3: l'entité réglementée détermine le facteur de conversion d'unité conformément aux articles 32 à 35.

2.3. Niveaux applicables pour la fraction issue de la biomasse

Niveau 1: l'entité réglementée applique une des valeurs publiées par l'autorité compétente ou la Commission, ou des valeurs déterminées conformément à l'article 31, paragraphe 1.

Niveau 2: l'entité réglementée applique une méthode d'estimation approuvée conformément à l'article 75 *quaterdecies*, paragraphe 3, deuxième alinéa.

Niveau 3a: l'entité réglementée applique des analyses conformément à l'article 75 *quaterdecies*, paragraphe 3, premier alinéa, et aux articles 32 à 35.

Lorsqu'une entité réglementée considère qu'une fraction fossile est égale à 100 % conformément à l'article 39, paragraphe 1, aucun niveau n'est attribué à la fraction issue de la biomasse.

Niveau 3b: pour les combustibles issus d'un procédé de production dont les flux entrants sont connus et traçables, l'entité réglementée peut fonder cette estimation sur un bilan massique du carbone d'origine fossile et du carbone issu de la biomasse à l'entrée et à la sortie du procédé, tel que le système de bilan massique visé à l'article 30, paragraphe 1, de la directive (UE) 2018/2001.

▼ **M5**

2.3 bis Niveaux applicables à la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé ou à la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone

Niveau 1: L'exploitant détermine la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé ou la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone sur la base du système de bilan massique conformément à l'article 30, paragraphe 1, de la directive (UE) 2018/2001.

▼ M5

Lorsqu'un exploitant considère qu'une fraction fossile est égale à 100 % conformément à l'article 39 *bis*, paragraphe 1, du présent règlement, aucun niveau n'est attribué à la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé ou à la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone.

▼ M4**2.4. Niveaux applicables pour le facteur de champ d'application**

Niveau 1: l'entité réglementée applique une valeur par défaut conformément à l'article 75 *terdecies*, paragraphe 3 ou 4.

Niveau 2: l'entité réglementée applique des méthodes conformément à l'article 75 *terdecies*, paragraphe 2, points e) à g).

Niveau 3: l'entité réglementée applique des méthodes conformément à l'article 75 *terdecies*, paragraphe 2, points a) à d).

▼ B

ANNEXE III

▼ M5**Méthodes de surveillance des émissions de l'aviation (article 53)**▼ B

1. MÉTHODES DE CALCUL POUR LA DÉTERMINATION DES ÉMISSIONS DE GES DANS LE SECTEUR DE L'AVIATION

Méthode A:

L'exploitant applique la formule suivante:

Consommation réelle de carburant pour chaque vol [t] = quantité de carburant contenue dans les réservoirs de l'aéronef après l'embarquement du carburant nécessaire au vol [t] – quantité de carburant contenue dans les réservoirs de l'aéronef après l'embarquement du carburant nécessaire au vol suivant [t] + carburant embarqué pour ce vol suivant [t].

S'il n'y a pas d'embarquement de carburant pour le vol ou pour le vol suivant, la quantité de carburant contenue dans les réservoirs de l'aéronef est déterminée au départ bloc pour le vol ou le vol suivant. Dans le cas exceptionnel où, à l'issue du vol pour lequel la consommation de carburant est surveillée, un aéronef effectue des activités autres qu'un vol, notamment lorsqu'il fait l'objet d'importants travaux de maintenance nécessitant la vidange des réservoirs, l'exploitant d'aéronef peut remplacer la grandeur «Quantité de carburant contenue dans les réservoirs de l'aéronef après l'embarquement du carburant nécessaire au vol suivant + carburant embarqué pour ce vol suivant» par «Quantité de carburant restant dans les réservoirs au début de l'activité suivante de l'aéronef», telle que consignée dans les comptes rendus matériels.

Méthode B:

L'exploitant applique la formule suivante:

Consommation réelle de carburant pour chaque vol [t] = quantité de carburant restant dans les réservoirs de l'aéronef à l'arrivée bloc à la fin du vol précédent [t] + carburant embarqué pour le vol [t] – quantité de carburant contenue dans les réservoirs à l'arrivée bloc à la fin du vol [t].

L'arrivée bloc peut être considérée comme correspondant au moment de l'arrêt des moteurs. Lorsqu'un aéronef n'effectue pas de vol préalablement au vol pour lequel la consommation de carburant est surveillée, l'exploitant d'aéronef peut remplacer la grandeur «Quantité de carburant restant dans les réservoirs de l'aéronef à l'arrivée bloc à la fin du vol précédent» par «Quantité de carburant restant dans les réservoirs de l'aéronef à la fin de l'activité précédente de l'aéronef», telle que consignée dans les comptes rendus matériels.

2. FACTEURS D'ÉMISSION POUR LES CARBURANTS ORDINAIRES

▼ M4

Tableau 1

Facteurs d'émission de CO₂ des carburants d'aviation fossiles (facteurs d'émission préliminaires)

Carburant	Facteur d'émission (t CO ₂ /t de carburant)
Essence aviation (AvGas)	3,10
Carburacteur large coupe (jet B)	3,10
Kérosène (jet A1 ou jet A)	3,16

▼B

3. CALCUL DE LA DISTANCE ORTHODROMIQUE

Distance [km] = distance orthodromique [km] + 95 km

On entend par distance orthodromique la distance la plus courte entre deux points de la surface de la Terre, calculée au moyen du système visé à l'article 3.7.1.1 de l'annexe 15 de la convention de Chicago (WGS 84).

La latitude et la longitude des aérodromes sont obtenues à partir des données de localisation des aérodromes publiées dans les publications d'information aéronautique (Aeronautical Information Publications, AIP) conformément à l'annexe 15 de la convention de Chicago ou à partir d'une source utilisant des données AIP.

Il est également possible d'utiliser les distances calculées au moyen d'un logiciel ou par un tiers, à condition que la méthode de calcul soit fondée sur la formule figurant dans la présente section, sur des données AIP et sur les exigences WGS 84.

▼ M5

ANNEXE III bis

Méthodes de surveillance des effets hors CO₂ de l'aviation (article 56 bis)1. DÉFINITIONS RELATIVES AUX EFFETS HORS CO₂ DE L'AVIATION

1. On entend par «informations de vol», au minimum, l'indicatif d'appel visé à l'article 51 du présent règlement et le jour et l'heure de départ et d'arrivée du vol, exprimés en temps universel coordonné (TUC), et les codes OACI et/ou les identifiants de localisation de l'Association internationale du transport aérien (IATA) des aéroports d'origine et de destination permettant l'identification unique du vol concerné.
2. On entend par «informations relatives à la phase de vol» la division des données (par exemple, position en 4D de l'aéronef, débit de carburant) en fonction des phases opérationnelles de vol (décollage, montée, croisière, etc.).
3. On entend par «enveloppe opérationnelle de vol» les limites d'altitude, la vitesse de l'aéronef et le facteur de charge pour chaque phase de vol.
4. On entend par «vitesse vraie» la vitesse de l'aéronef par rapport à la masse de l'air dans lequel il vole, en mètres par seconde (m/s).
5. On entend par «position 4D de l'aéronef» la position quadrimensionnelle d'un aéronef définie par sa latitude, exprimée en degrés décimaux, par sa longitude, exprimée en degrés décimaux, et par son altitude, en altitude-pressure, à tout moment donné entre le début et la fin du vol.
6. On entend par «horodatage» un instantané de données (par exemple, position en 4D de l'aéronef, débit de carburant) correspondant à un moment donné, en secondes, pendant le vol et qui doit être pris en considération conjointement avec l'intervalle de temps.
7. On entend par «intervalle de temps» le temps, exprimé en secondes, entre deux horodatages pendant le vol, qui ne dépasse pas 60 secondes.

▼ M6

8. On entend par «dernier plan de vol» le dernier plan de vol disponible et reconnu par le service de navigation aérienne compétent pour un vol donné, avant qu'il n'ait lieu. Le dernier plan de vol peut être soit le modèle tactique réglementé de circulation aérienne (Regulated Tactical Flight Model, ou RTFM) d'Eurocontrol, soit le modèle tactique classé de circulation aérienne (Filed Tactical Flight Model, ou FTFM) d'Eurocontrol ou un modèle équivalent sur le plan de la précision des données.

▼ M5

9. On entend par «trajectoire de vol parcourue» la trajectoire suivie par l'aéronef depuis son point d'origine (départ) jusqu'à sa destination (arrivée), constituée de tous les horodatages enregistrés pendant le vol. La trajectoire de vol parcourue peut être obtenue à partir de l'enregistreur de paramètres de vol de l'aéronef ou auprès d'un tiers. Son exactitude doit être équivalente, dans la mesure du possible, au modèle tactique de la circulation aérienne actuelle (Current Traffic Flight Model, ou CTFM) d'Eurocontrol.
10. On entend par «enregistreur de paramètres de vol» un dispositif électronique spécialisé installé à bord de l'aéronef afin d'enregistrer différents paramètres et événements pendant les opérations aériennes. Ces paramètres peuvent inclure, sans s'y limiter, les entrées d'entrée du contrôle aérien, les informations sur les performances de l'aéronef, les données relatives aux moteurs et les informations de navigation.
11. On entend par «variables radiatives tridimensionnelles» le nombre de variables telles que la densité de flux radiatif et les taux de chauffage radiatif, qui décrivent la manière dont les rayonnements varient dans l'espace, y compris à la surface et dans l'atmosphère de la Terre, et comment ils évoluent au fil du temps.

▼ M5

12. On entend par «pression» la force, exprimée en pascals (Pa), exercée par le poids de l'air dans l'atmosphère au-dessus d'un point donné où se trouve l'aéronef à un moment donné au cours du vol en tenant compte des variables radiatives tridimensionnelles.
13. On entend par «température de l'air ambiant», la température de l'air, exprimée en kelvin (K), entourant un aéronef à un moment donné au cours du vol et donnée pour les variables radiatives tridimensionnelles.
14. On entend par «humidité spécifique» la proportion de vapeur d'eau par kilogramme de masse totale de l'air (kg/kg) entourant un aéronef à un moment donné au cours du vol, donnée pour les variables radiatives tridimensionnelles.
15. On entend par «atmosphère standard internationale (ISA)» une norme permettant de comparer l'atmosphère réelle à tout endroit et à tout moment, sur la base des valeurs spécifiques de pression, de densité et de température au niveau moyen de la mer, dont chacune diminue à mesure que la hauteur augmente.
16. On entend par «données météorologiques de base» la catégorie d'informations comprenant au moins, pour chaque vol, la pression, la température de l'air ambiant et l'humidité spécifique, utilisées dans les modules d'estimation de la consommation de carburant et des émissions. Ces valeurs peuvent ici être estimées, au minimum, au moyen d'une correction standardisée et dépendante de l'altitude et/ou sur la base d'observations postopérationnelles de tiers.
17. On entend par «humidité relative sur la glace» la concentration de vapeur d'eau présente dans l'air, en pourcentage, par rapport à sa concentration au point de saturation de la glace.
18. On entend par «vent d'est et de nord» la vitesse horizontale de l'air qui se déplace en direction de l'est ou du nord, en mètres par seconde, à un moment donné au cours du vol, donnée pour les variables radiatives tridimensionnelles.
19. On entend par «vitesse verticale» la vitesse de mouvement de l'air vers le haut ou vers le bas (en Pa/s), lorsque les valeurs négatives de la vitesse verticale indiquent un mouvement vers le haut. Il est nécessaire de calculer, par exemple, l'avection et le cisaillement du vent.
20. On entend par «teneur spécifique en eau glacée de nuage» la masse de particules de glace de nuage par kilogramme de la masse totale d'air humide (kg/kg) entourant un aéronef à un moment donné au cours du vol, donnée pour les variables radiatives tridimensionnelles.
21. On entend par «géopotentiel» l'intensité du champ gravitationnel rencontré par un aéronef à différentes altitudes, à un moment donné au cours du vol, en mètres carrés par seconde carrée (m^2/s^2), donnée pour les variables radiatives tridimensionnelles.
22. On entend par «irradiation à longues ondes sortante» le rayonnement total émis dans l'espace par le système de l'atmosphère terrestre, en W/m^2 , à un moment donné au cours du vol et donné pour les variables radiatives tridimensionnelles.
23. On entend par «rayonnement solaire réfléchi» la portion de lumière solaire qui est réfléchie dans l'espace par la surface de la Terre, les nuages, les aérosols et d'autres particules atmosphériques, en W/m^2 , à tout moment donné au cours du vol et donnée pour les variables radiatives tridimensionnelles.
24. On entend par «rayonnement solaire direct» la portion de lumière solaire qui atteint la surface de la Terre directement à partir du soleil sans être dispersée ou réfléchie par l'atmosphère ou les nuages, en W/m^2 , à un moment donné au cours du vol et donnée pour les variables radiatives tridimensionnelles.

▼ M5

25. On entend par «modèle commun de référence de prévision météorologique numérique (PMN)» un système de calcul utilisé en météorologie, comprenant des algorithmes et des formules mathématiques mis en œuvre dans des logiciels, conçu pour simuler et prévoir les conditions atmosphériques dans un domaine spatial et temporel défini (grille spatiale). Dans le cas des données météorologiques améliorées, un modèle commun de référence de PMN est fourni par la Commission par l'intermédiaire de NEATS.
26. On entend par «données météorologiques améliorées» la catégorie d'informations contenant, pour chaque vol, la pression, la température de l'air ambiant, l'humidité spécifique, l'humidité relative sur la glace, le vent d'est et de nord, la vitesse verticale, la teneur spécifique en eau glacée de nuage, le géopotential, l'irradiation à longues ondes sortante, le rayonnement solaire direct et réfléchi, extraits d'un modèle commun de référence de PMN fourni par la Commission par l'intermédiaire de NEATS.
27. On entend par «identifiant du moteur» le numéro d'identification unique du moteur d'aéronef figurant dans la banque de données de l'OACI sur les émissions des moteurs, ou une banque de données équivalente, permettant d'identifier de manière non équivoque les moteurs attachés à l'aéronef, au moyen de listes normalisées internationalement reconnues.
28. On entend par «masse de l'aéronef» le poids, en kilogrammes, que fait l'aéronef le long de la trajectoire, obtenu en déduisant de la masse au décollage le carburant consommé au cours du vol à un moment donné. Si la masse de l'aéronef n'est pas disponible, elle peut être estimée en utilisant soit la masse au décollage ou le facteur de charge, soit le débit de carburant donné ou le débit de carburant calculé selon une simulation des performances de l'aéronef effectuée au moyen du module d'estimation de la consommation de carburant.
29. On entend par «masse au décollage» le poids que fait l'aéronef au début du roulement au décollage, incluant tous les objets et toutes les personnes transportés à ce moment, exprimé en kilogrammes. Elle est utilisée pour estimer la masse de l'aéronef si celle-ci n'est pas fournie. Si la masse au décollage n'est pas disponible, elle peut être estimée au moyen du facteur de charge.
30. On entend par «masse maximale au décollage» le poids maximal, exprimé en kilogrammes, auquel le pilote d'un aéronef est autorisé à décoller, telle que spécifié par le constructeur de l'aéronef.
31. On entend par «masse maximale de charge utile» le poids maximal des passagers et de leurs bagages, la masse du fret, y compris le courrier et les bagages à main, qui peuvent être transportés par un aéronef. Les valeurs de la charge utile maximale peuvent être extraites grâce au module d'estimation de la consommation de carburant appliqué.
32. On entend par «facteur de charge» le poids des passagers, du fret et des bagages, y compris le courrier et les bagages à main, exprimé en fraction de la masse maximale de charge utile. Le facteur de charge est utilisé pour estimer la masse de l'aéronef si celle-ci n'est pas fournie. Si le facteur de charge n'est pas disponible, une valeur par défaut prudente est utilisée, conformément à l'annexe III *bis*, section 5.
33. On entend par «débit de carburant» le poids de carburant, exprimé en kilogrammes, qui traverse le système d'alimentation en carburant de l'aéronef et qui pénètre dans les moteurs de l'aéronef par seconde pendant le vol. Il peut être modélisé pendant la planification du vol, mesuré pendant le vol ou estimé au moyen du module d'estimation de la consommation de carburant.
34. On entend par «rendement du moteur de l'aéronef» le pourcentage de poussée utile générée par un moteur d'aéronef par rapport à l'énergie provenant du carburant.

▼ M5

35. On entend par «performances de l'aéronef» la catégorie d'informations contenant le débit de carburant et rendement du moteur de l'aéronef sur la base des horodatages de tous temps.
 36. On entend par «ratio hydrogène/carbone (H/C) du carburant par vol» le nombre d'atomes d'hydrogène (H) pour un atome de carbone (C) par molécule du carburant utilisé par vol.
 37. On entend par «teneur en aromatique du carburant par vol» le pourcentage d'hydrocarbures aromatiques présents dans le carburant utilisé par vol.
 38. On entend par «propriétés du carburant de vol», la catégorie d'informations comprenant, pour chaque vol, le rapport hydrogène/carbone, la teneur en aromatique et le pouvoir calorifique inférieur du carburant à bord.
2. SYSTÈME DE SUIVI DES EFFETS HORS CO₂ DE L'AVIATION (NEATS)

Le système NEATS est fourni par la Commission aux exploitants d'aéronefs, aux vérificateurs accrédités et aux autorités compétentes afin de faciliter et, dans la mesure du possible, d'automatiser la surveillance, la déclaration et la vérification des effets hors CO₂ de l'aviation, afin de réduire au minimum toute charge administrative.

NEATS est aligné sur les principes établis à l'article 75, paragraphe 1, du présent règlement et fournit une interface utilisateur spécifique et sécurisée pour chaque exploitant d'aéronef, vérificateur et autorité compétente.

Surveillance:

NEATS rationalise le processus de surveillance étant donné qu'il intègre directement les trajectoires de vol et les données météorologiques disponibles recueillies par des tiers, ou donne accès à ces données, ce qui permet de réduire au minimum la surveillance par les exploitants d'aéronefs des propriétés de l'aéronef, ainsi que des propriétés du carburant, le cas échéant, telles que définies à l'annexe III *bis*, section 1, ou de la rendre entièrement automatique en fonction de l'utilisation de valeurs par défaut.

NEATS intègre les méthodes de calcul du CO₂(e) énumérées à l'article 56 *bis*, paragraphe 4, du présent règlement et fournit un modèle commun de référence de PMN, nécessitant des données météorologiques améliorées (méthode C). Il en résulte le calcul du CO₂(e) par vol dans le cadre des données surveillées.

Déclarations:

NEATS rationalise l'élaboration des déclarations visées à l'article 68, paragraphe 5, du présent règlement. L'outil génère automatiquement le tableau XML visé à l'annexe X, section 2 *bis*, paragraphe 9, du présent règlement à la fin de chaque année de référence, ce qui réduit au minimum la charge administrative liée à l'établissement des déclarations.

Vérification:

NEATS rationalise les vérifications et les recoupements effectués respectivement par le vérificateur et l'autorité compétente. Il permet de vérifier un CO₂(e) par vol, tout en protégeant les données confidentielles.

Stockage des données:

NEATS permet de stocker toutes les données (provenant d'exploitants d'aéronefs et de tiers), en les encodant de manière sécurisée et en empêchant la divulgation de données confidentielles, lorsque de telles données sont chargées sur NEATS par l'exploitant d'aéronef, pour autant que ce dernier les ait identifiées comme étant confidentielles.

▼ **M5***Transparence:*

NEATS se fonde sur des modèles de pointe pour calculer le CO₂(e) des effets hors CO₂ de l'aviation. Les exploitants d'aéronefs peuvent développer leurs propres outils ou utiliser ceux de tiers, à condition qu'ils respectent les exigences énoncées dans la présente annexe.

NEATS alimente un site web public résumant les données non confidentielles et le CO₂(e) par vol et par exploitant d'aéronef.

3. MODULES D'ESTIMATION DE LA CONSOMMATION DE CARBURANT ET DES ÉMISSIONS POUR LES EFFETS HORS CO₂ DE L'AVIATION

Module d'estimation de la consommation de carburant:

Le module d'estimation de la consommation de carburant repose sur une approche cinétique de la modélisation des performances de l'aéronef, qui permet de prédire avec précision les trajectoires de l'aéronef et la consommation de carburant associée sur l'ensemble de l'enveloppe opérationnelle de vol et pour toutes les phases d'un vol. Le modèle traite les fondamentaux théoriques afin de calculer les paramètres de performance de l'aéronef, y compris des informations sur la traînée, la portance, le poids, la poussée, la consommation de carburant, ainsi que la vitesse pour les phases de montée, de croisière et de descente d'un aéronef, en supposant une exploitation normale de l'aéronef. En outre, les coefficients spécifiques à l'aéronef sont des données d'entrée essentielles au calcul de la planification de la trajectoire de vol de certains types d'aéronefs.

Module d'estimation des émissions:

Le module d'estimation des émissions permet de calculer les émissions de NO_x, de HC et de CO des moteurs d'aéronef au moyen d'équations de corrélation sans modèles propriétaires de performances des avions et des moteurs et sans caractérisations propriétaires des émissions des moteurs. Ce module applique des indices des émissions à l'échappement (IE) issus de la certification des types de moteurs de l'OACI dans des conditions de référence au sol prédéfinies et estime les IE correspondants pendant les conditions de vol dans l'atmosphère standard internationale (ISA) en appliquant des facteurs de correction pour les différences dans les conditions ISA de température, de pression et d'humidité.

4. MODÈLES DE CALCUL DU CO₂(E) POUR LES EFFETS HORS CO₂ DE L'AVIATION

Critères généraux:

Dans les modèles de calcul du CO₂(e), l'exploitant d'aéronef tient compte des effets sur le climat de tous les agents autres que le CO₂ par vol, y compris les trajectoires de vol (plan de vol et trajectoires de vol parcourues), ainsi que les propriétés de l'aéronef et du carburant de vol. Les émissions de chaque vol sont comptabilisées comme des émissions d'impulsions. Lors de l'application des modèles de calcul du CO₂(e), les données relatives aux émissions des aéronefs dépendant de la trajectoire de vol sont utilisées pour calculer tous les éléments suivants:

- a) modifications de la composition;
- b) évolution temporelle du forçage radiatif causée par des modifications de la composition;
- c) variations de la température à proximité de la surface causées par les émissions des aéronefs dépendant de la trajectoire de vol.

Les efforts administratifs et informatiques sont maintenus à une faible intensité afin de garantir la faisabilité pour toutes les parties prenantes. Le ou les modèles doivent être transparents et adaptés à une utilisation opérationnelle.

En fonction du modèle, il existe deux types de listes d'exigences:

▼ M5**Méthode C:**

Pour l'approche fondée sur les conditions météorologiques, les effets détaillés sur le climat de toutes les émissions hors CO₂ des aéronefs à un endroit et à un moment donnés sont pris en considération en tenant compte des informations météorologiques actuelles afin de calculer des trajectoires quadridimensionnelles optimisées pour le climat pour la planification individuelle des vols. Afin de permettre une comptabilisation détaillée des effets sur le climat en ce qui concerne les conditions atmosphériques actuelles, les différents types d'aéronefs, les différents types de propulsion ainsi que les différentes propriétés du carburant doivent être explicitement pris en considération dans les modèles. Il convient d'inclure des estimations concernant la formation, le cycle de vie et les effets sur le climat dus aux traînées de condensation pour les vols individuels, ainsi que les temps de séjour du H₂O et du NO_x émis et leur incidence sur la composition atmosphérique. Pour pouvoir produire des informations avancées destinées à être utilisées dans la planification quotidienne des vols, le ou les modèles doivent être efficaces sur le plan informatique.

Chaque exploitant d'aéronef surveille les données suivantes par vol:

- a) les informations relatives au vol;
- b) la trajectoire de vol, définie au minimum, en tant que dernier plan de vol;
- c) les données météorologiques améliorées;
- d) les propriétés de l'aéronef;
- e) les informations sur les performances de l'aéronef (facultatif). Il y a lieu d'utiliser de préférence le débit de carburant prévu, afin de s'aligner sur les données les plus récentes du plan de vol disponibles;
- f) les propriétés du carburant de vol.

Méthode D:

Pour l'approche simplifiée fondée sur la localisation, l'exploitant d'aéronef utilise un ou plusieurs modèles de réponse au changement climatique pour estimer l'incidence de tous les effets hors CO₂ par vol sur une base climatologique. Le ou les outils sont utilisés pour évaluer les avantages pour le climat des options générales d'acheminement, tout en tenant compte des différences globales entre les aéronefs, les types de propulsion et les propriétés du carburant grâce à leurs paramétrages physiques. Le CO₂(e) calculé au moyen de l'approche simplifiée fondée sur la localisation représente la moyenne des écarts importants pour des vols individuels sur une période plus longue. Le ou les modèles devraient permettre de réduire les efforts en matière de besoins, de calcul et de traitement de données par rapport au ou aux modèles de l'approche fondée sur les conditions météorologiques.

Par dérogation à la méthode C, les petits émetteurs, tels que définis à l'article 55, paragraphe 1, du présent règlement, peuvent surveiller les données suivantes par vol:

- a) les informations relatives au vol;
- b) la trajectoire de vol, définie par la trajectoire de vol parcourue;
- c) les données météorologiques de base;
- d) les propriétés de l'aéronef;
- e) les informations relatives aux performances de l'aéronef au cours du vol (facultatif);
- f) les propriétés du carburant de vol (facultatif).

▼ **M5****5. UTILISATION DE VALEURS PAR DÉFAUT POUR LES EFFETS HORS CO₂ DE L'AVIATION**

Sous réserve d'un examen plus approfondi de la part de l'autorité compétente et de la Commission, l'utilisation de valeurs par défaut se traduit toujours par un CO₂(e) par vol plus élevé que celui pouvant être obtenu avec les données surveillées.

1. Trajectoire de vol:

- a) Aux fins de l'application de la méthode C, le dernier plan de vol est fourni. Si le RTFM, ou équivalent, n'est pas disponible, le FTFM, ou équivalent, doit être utilisé par défaut. Dans ce cas, lorsque les données par horodatage ne sont pas disponibles, elles peuvent être calculées par interpolation linéaire des données mesurées provenant des deux temps de mesure les plus proches avant et après l'horodatage pris en considération, au cours de la même phase de vol, à condition qu'elles aboutissent à une trajectoire de vol homogène pour la phase de vol donnée, en particulier la phase de croisière.
- b) Aux fins de l'application de la méthode D:
 - i) la trajectoire de vol parcourue est toujours fournie. Si le CTFM, ou équivalent, n'est pas disponible, le RTFM ou le FTFM peut être utilisé;
 - ii) lorsque les données par horodatage ne sont pas disponibles, elles peuvent être calculées par interpolation linéaire des données mesurées provenant des deux temps de mesure les plus proches avant et après l'horodatage pris en considération, au cours de la même phase de vol, à condition qu'elles aboutissent à une trajectoire de vol homogène pour la phase de vol donnée, en particulier la phase de croisière.

2. Propriétés de l'aéronef:

- a) Identifiant du moteur: lorsqu'aucun identifiant du moteur ou équivalent n'est fourni, des valeurs par défaut prudentes par type d'aéronef, telles que définies à l'annexe III *ter* du présent règlement, sont utilisées.
- b) Masse de l'aéronef: si la masse de l'aéronef n'est pas fournie, l'exploitant d'aéronef peut la simuler en utilisant la masse au décollage. Si ni la masse de l'aéronef ni la masse au décollage ne sont disponibles, le facteur de charge peut être utilisé pour estimer la masse au décollage. En l'absence de facteur de charge, une valeur par défaut de 1 est utilisée.

3. Performances de l'aéronef:

Débit de carburant: si le débit de carburant n'est pas fourni à partir de l'enregistreur de paramètres de vol, l'exploitant d'aéronef peut utiliser d'autres moyens pour le calculer, conformément à l'annexe III *bis*, section 1, du présent règlement, qui définit le débit de carburant, en tenant compte de la poussée qui dépend de la masse et de la vitesse vraie de l'aéronef.

4. Propriétés du carburant de vol:

Si aucune propriété de carburant de vol n'est fournie, les limites supérieures du carburant jet A1 définies par les spécifications standard de l'ASTM pour les carburants pour turbine d'avion (Standard Specification for Aviation Turbine Fuels) sont prises comme hypothèse:

- a) teneur en aromatique: volume de 25 %;
- b) soufre: masse de 0,3 %;
- c) naphthalène: volume de 3,0 %.

▼ **M5***ANNEXE III ter***Identifiants par défaut prudents du moteur par type d'aéronef**

OACI	Premier identifiant
A148	13ZM003
A19N	01P22PW163
A20N	01P22PW163
A21N	01P20CM132
A306	1PW048
A30B	1GE007
A310	1PW027
A318	7CM049
A319	11A001
A320	11A001
A321	31A008
A332	4PW067
A333	4PW067
A337	3RR029
A338	04P24RR146
A339	02P23RR141
A343	2CM015
A346	8RR045
A358	01P18RR125
A359	01P21RR125
A35K	01P21RR125
A388	9EA001
A3ST	1GE021
AN72	1ZM001
B38M	01P20CM138
B39M	01P20CM138
B463	1TL003
B701	1PW001
B703	1PW001
B721	1PW008
B731	01P20CM138
B732	1PW008

▼ **M5**

OACI	Premier identifiant
B733	1CM007
B734	1CM007
B735	1CM007
B736	3CM031
B737	2CM015
B738	2CM015
B739	3CM034
B741	8PW088
B742	1RR011
B743	1PW029
B744	1RR010
B748	13GE157
B74S	8PW088
B752	1RR011
B753	3RR034
B762	1PW026
B763	5GE085
B764	5GE085
B772	3GE060
B773	2RR024
B77L	01P21GE217
B77W	01P21GE217
B778	01P21GE217
B779	01P21GE217
B788	02P23RR138
B789	02P23RR138
B78X	02P23RR138
BCS1	16PW111
BCS3	16PW111
C550	1PW037
C560	1PW037
C650	1AS002
C680	7PW077
C68A	7PW077
C700	01P18HN013

▼ **M5**

OACI	Premier identifiant
C750	6AL024
CL30	11HN003
CL35	01P14HN011
CL60	10GE130
CRJ2	01P05GE189
CRJ7	01P11GE202
CRJ9	01P08GE190
CRJX	01P08GE193
E135	01P10AL033
E145	6AL006
E170	01P08GE197
E190	10GE130
E195	10GE130
E290	04P20PW200
E295	04P20PW201
E35L	6AL006
E545	11HN003
E550	01P14HN016
E55P	01P14HN016
E75L	01P08GE197
E75S	01P08GE197
F100	1RR020
F2TH	01P07PW146
F900	1AS001
FA10	1AS002
FA50	1AS002
FA7X	03P16PW192
FA8X	03P15PW193
G280	01P11HN012
GA5C	01P22PW142
GA6C	01P22PW141
GALX	7PW077
GL5T	4BR004
GL7T	21GE185
GLEX	4BR004

▼ **M5**

OACI	Premier identifiant
GLF4	11RR048
GLF5	4BR004
GLF6	4BR004
H25B	1AS001
H25C	7PW077
HA4T	01P07PW146
IL62	1KK001
IL86	1KK003
LJ35	1AS001
LJ45	1AS002
LJ55	1AS002
MD11	5GE085
MD90	1IA001
RJ85	1TL004
SU95	01P11PJ004
T154	1KK001



ANNEXE IV

Méthodes de surveillance spécifiques par activité pour les installations (article 20, paragraphe 2)

1. RÈGLES DE SURVEILLANCE SPÉCIFIQUES POUR LES ÉMISSIONS LIÉES AUX PROCÉDÉS DE COMBUSTION

A. Champ d'application

Les exploitants surveillent les émissions de CO₂ qui résultent de tous les types de procédés de combustion qui se déroulent dans le cadre des activités visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE ou incluses dans le système d'échange de quotas d'émission de l'Union en vertu de l'article 24 de ladite directive, y compris les procédés d'épuration connexes, conformément aux règles énoncées dans la présente annexe. Les émissions résultant de l'utilisation d'un combustible comme matière entrante dans un procédé sont considérées comme des émissions de combustion pour ce qui est de la surveillance et de la déclaration, sans préjudice des autres classifications des émissions.

Les émissions provenant des moteurs à combustion interne utilisés à des fins de transport ne sont ni surveillées ni déclarées par l'exploitant. L'exploitant attribue à l'installation toutes les émissions qui résultent de la combustion de combustibles dans cette installation, indépendamment de l'exportation de chaleur ou d'électricité vers d'autres installations. L'exploitant n'attribue pas à l'installation importatrice les émissions qui sont associées à la production de chaleur ou d'électricité importée d'autres installations.

L'exploitant tient compte au minimum des sources d'émission suivantes: chaudières, brûleurs, turbines, réchauffeurs, fourneaux, incinérateurs, fours, sécheurs, moteurs, piles à combustible, unités de combustion en boucle chimique, torchères, unités de postcombustion thermique ou catalytique et épurateurs (émissions de procédé) et tout autre équipement ou machine consommant du combustible, à l'exclusion des équipements et des machines équipés de moteurs à combustion utilisés à des fins de transport.

B. Règles de surveillance spécifiques

Les émissions des procédés de combustion sont calculées conformément à l'article 24, paragraphe 1, à moins que les combustibles ne soient pris en compte dans un bilan massique conformément à l'article 25. Les niveaux définis à la section 2 de l'annexe II s'appliquent. En outre, les émissions de procédé résultant de l'épuration des effluents gazeux font l'objet d'une surveillance conformément aux dispositions de la sous-section C.

Les émissions provenant des torchères sont soumises à des exigences spéciales définies à la sous-section D de la présente section.

Les procédés de combustion qui se déroulent dans les terminaux de traitement du gaz peuvent faire l'objet d'une surveillance au moyen d'un bilan massique conformément à l'article 25.

C. Épuration des effluents gazeux

C.1 Désulfuration

Les émissions de CO₂ résultant de l'utilisation de carbonates pour l'épuration des effluents gazeux acides sont calculées conformément à l'article 24, paragraphe 2, sur la base de la quantité de carbonates consommée (méthode A ci-dessous) ou de la quantité de gypse produite (méthode B ci-dessous). Les dispositions suivantes s'appliquent par dérogation à la section 4 de l'annexe II

Méthode A: Facteur d'émission

Niveau 1: Le facteur d'émission est déterminé à partir des rapports stœchiométriques indiqués à la section 2 de l'annexe VI. La quantité de CaCO₃ et de MgCO₃ ou d'autres carbonates contenue dans les matières entrantes est déterminée selon les lignes directrices relatives aux meilleures pratiques publiées par l'industrie.

▼B**Méthode B: Facteur d'émission**

Niveau 1: Le facteur d'émission est le rapport stœchiométrique entre le gypse sec ($\text{CaSO}_4 \times 2\text{H}_2\text{O}$) et le CO_2 émis: 0,2558 t CO_2 /t gypse.

Facteur de conversion:

Niveau 1: Un facteur de conversion égal à 1 est utilisé.

C.2 De- NO_x **▼M1**

Par dérogation à la section 4 de l'annexe II, les émissions de CO_2 résultant de l'utilisation d'urée pour l'épuration des effluents gazeux sont calculées conformément à l'article 24, paragraphe 2, en appliquant les niveaux suivants.

▼B

Facteur d'émission:

Niveau 1: La quantité d'urée contenue dans les matières entrantes est déterminée selon les lignes directrices relatives aux meilleures pratiques publiées par l'industrie. Le facteur d'émission est déterminé à partir d'un rapport stœchiométrique égal à 0,7328 t CO_2 /t urée.

Facteur de conversion:

Seul le niveau 1 est applicable.

D. Torchères

Pour calculer les émissions provenant des torchères, l'exploitant tient compte du brûlage de routine et du brûlage lié à l'exploitation (interruptions, démarrages, arrêts, cas d'urgence). Il tient également compte du CO_2 intrinsèque conformément à l'article 48.

Par dérogation à la section 2.1 de l'annexe II, les niveaux 1 et 2b pour le facteur d'émission sont définis comme suit:

Niveau 1: L'exploitant utilise un facteur d'émission de référence égal à 0,00393 t CO_2 /Nm³ correspondant à la combustion d'éthane pur, qui est utilisé comme variable représentative des gaz de torchère, en tant qu'estimation prudente.

Niveau 2b: Les facteurs d'émission spécifiques des installations sont déterminés à partir d'une estimation du poids moléculaire du flux brûlé à la torchère, à l'aide d'une modélisation du procédé reposant sur des modèles industriels standard. L'examen des proportions relatives et des poids moléculaires de chacun des flux concourants permet d'établir une moyenne annuelle pondérée pour le poids moléculaire du gaz brûlé.

Par dérogation à la section 2.3 de l'annexe II, dans le cas des torchères, seuls les niveaux 1 et 2 sont applicables pour le facteur d'oxydation.

2. ► **M5** RAFFINAGE DE PÉTROLE, TEL QUE VISÉ À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE ◀

A. Champ d'application

L'exploitant surveille et déclare l'ensemble des émissions de CO_2 résultant des procédés de combustion et de production mis en œuvre dans les raffineries.

L'exploitant tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de CO_2 suivantes: chaudières, réchauffeurs/épurateurs industriels, moteurs à combustion interne/turbines, réacteurs thermiques et catalytiques, fours de calcination du coke, pompes à eau d'extinction, générateurs de secours/de réserve, torchères, incinérateurs, craqueurs, unités de production d'hydrogène, unités de procédé Claus, régénération des catalyseurs (de craquage catalytique et d'autres procédés de catalyse) et unités de cokéfaction (cokéfaction fluide avec gazéification, cokéfaction différée).

▼B**B. Règles de surveillance spécifiques**

La surveillance des activités de raffinage du pétrole est effectuée conformément à la section 1 de la présente annexe en ce qui concerne les émissions de combustion, y compris l'épuration des effluents gazeux. L'exploitant peut choisir d'appliquer la méthode du bilan massique, conformément à l'article 25, à toute la raffinerie ou aux différentes unités de traitement telles que les installations de gazéification des huiles lourdes ou de calcination. Lorsqu'il combine la méthode standard et le bilan massique, l'exploitant démontre à l'autorité compétente que toutes les émissions sont bien prises en compte et qu'il n'y a pas de double comptabilisation.

La surveillance des émissions provenant des unités de production d'hydrogène dédiées s'effectue conformément à la section 19 de la présente annexe.

Par dérogation aux articles 24 et 25, la surveillance des émissions provenant de la régénération des catalyseurs de craquage, de la régénération d'autres catalyseurs et des unités de cokéfaction fluide avec gazéification est réalisée au moyen d'un bilan massique, qui tient compte de l'état de l'air entrant et des effluents gazeux. Tout CO contenu dans les effluents gazeux est comptabilisé comme du CO₂, au moyen de la relation massique suivante: $t \text{ CO}_2 = t \text{ CO} * 1,571$. L'analyse de l'air entrant et des effluents gazeux et le choix des niveaux sont effectués conformément aux dispositions des articles 32 à 35. La méthode de calcul spécifique doit être approuvée par l'autorité compétente.

3. PRODUCTION DE COKE VISÉE À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE

A. Champ d'application

L'exploitant tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de CO₂ suivantes: matières premières (y compris charbon ou coke de pétrole), combustibles classiques (y compris gaz naturel), gaz de procédé (y compris gaz de haut fourneau – GHF), autres combustibles et épuration des effluents gazeux.

B. Règles de surveillance spécifiques

Pour la surveillance des émissions associées à la production de coke, l'exploitant peut choisir d'appliquer la méthode du bilan massique conformément à l'article 25 et à la section 3 de l'annexe II, ou la méthode standard conformément à l'article 24 et aux sections 2 et 4 de l'annexe II.

4. GRILLAGE ET FRITTAGE DE MINÉRAI MÉTALLIQUE, VISÉS À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE

A. Champ d'application

L'exploitant tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de CO₂ suivantes: matières premières (calcination de calcaire, de dolomite et de minerais de fer carbonatés, y compris FeCO₃), combustibles classiques (y compris gaz naturel et coke/poussier de coke), gaz de procédé (y compris gaz de cokerie et gaz de haut fourneau), résidus de procédé utilisés comme matières entrantes, y compris la poussière filtrée provenant de l'unité de frittage, du convertisseur et du haut fourneau, autres combustibles et épuration des effluents gazeux.

▼M1**B. Règles de surveillance spécifiques**

Pour la surveillance des émissions associées au grillage, au frittage ou à l'agglomération par bouletage de minerai métallique, l'exploitant peut choisir d'appliquer la méthode du bilan massique conformément à l'article 25 et à la section 3 de l'annexe II, ou la méthode standard conformément à l'article 24 et aux sections 2 et 4 de l'annexe II.

▼B5. ►**M5** PRODUCTION DE FONTE ET D'ACIER VISÉE À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE ◀**A. Champ d'application**

L'exploitant tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de CO₂ suivantes: matières premières (calcination de calcaire, de dolomite et de minerais de fer carbonatés, y compris FeCO₃), combustibles classiques (gaz naturel, charbon et coke), agents réducteurs (y compris coke, charbon et matières plastiques), gaz de procédé (gaz de cokerie, gaz de haut fourneau et gaz de convertisseur à l'oxygène), consommation d'électrodes en graphite, autres combustibles et épuration des effluents gazeux.

B. Règles de surveillance spécifiques

Pour la surveillance des émissions associées à la production de ►**M5** fonte ◀ et d'acier, l'exploitant peut choisir d'appliquer la méthode du bilan massique conformément à l'article 25 et à la section 3 de l'annexe II, ou la méthode standard conformément à l'article 24 et aux sections 2 et 4 de l'annexe II, au moins pour une partie des flux, en veillant à éviter les omissions ou la double comptabilisation des émissions.

Par dérogation à la section 3.1 de l'annexe II, le niveau 3 est défini comme suit pour la teneur en carbone:

Niveau 3: L'exploitant détermine la teneur en carbone des flux entrants ou sortants conformément aux dispositions des articles 32 à 35 sur la base d'échantillons représentatifs des combustibles, des produits et des sous-produits, à partir de leur teneur en carbone et de la fraction issue de la biomasse. L'exploitant détermine la teneur en carbone des produits ou des produits semi-finis sur la base d'analyses annuelles réalisées conformément aux dispositions des articles 32 à 35, ou sur la base des données moyennes relatives à la composition spécifiées par les normes nationales ou internationales applicables.

6. PRODUCTION OU TRANSFORMATION DE MÉTAUX FERREUX ET NON FERREUX VISÉE À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE

A. Champ d'application**▼M5**

L'exploitant n'applique pas les dispositions de la présente section pour la surveillance et la déclaration des émissions de CO₂ liées à la production de fonte et d'acier et d'aluminium primaire.

▼B

L'exploitant tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de CO₂ suivantes: combustibles traditionnels; combustibles de substitution, y compris granulés de matière plastique provenant des installations de post-broyage; agents réducteurs, y compris coke, électrodes en graphite; matières premières, y compris calcaire et dolomite; minerais et concentrés métalliques carbonés; et matières premières secondaires.

B. Règles de surveillance spécifiques

Lorsque le carbone présent dans les combustibles ou les matières entrantes utilisés dans l'installation reste dans les produits ou autres matières produites, l'exploitant applique la méthode du bilan massique conformément à l'article 25 et à la section 3 de l'annexe II. Si tel n'est pas le cas, l'exploitant calcule les émissions de combustion et les émissions de procédé séparément, en appliquant la méthode standard conformément à l'article 24 et aux sections 2 et 4 de l'annexe II.

S'il a recours au bilan massique, l'exploitant peut choisir d'inclure les émissions résultant des procédés de combustion dans le bilan, ou bien d'appliquer la méthode standard conformément à l'article 24 et à la section 1 de la présente annexe pour une partie des flux, en veillant à éviter les omissions ou la double comptabilisation des émissions.

▼B

7. ►**M5** ÉMISSIONS DE CO₂ DUES À LA PRODUCTION OU À LA TRANSFORMATION D'ALUMINIUM PRIMAIRE OU D'ALUMINE VISÉE À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE ◀

A. Champ d'application**▼M5**

L'exploitant applique les dispositions de la présente section pour la surveillance et la déclaration des émissions de CO₂ résultant de la production d'alumine (Al₂O₃), destinées à la fusion d'aluminium primaire, y compris les émissions des installations autonomes de production de ces électrodes, et la consommation des électrodes durant l'électrolyse.

L'exploitant tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de CO₂ suivantes: combustibles pour la production de chaleur ou de vapeur, production de Al₂O₃, production d'électrodes, réduction de Al₂O₃ lors de l'électrolyse liée à la consommation d'électrodes, utilisation de soude ou d'autres carbonates pour l'épuration des effluents gazeux.

▼B

Les émissions associées d'hydrocarbures perfluorés (PFC) résultant des effets d'anode, y compris les émissions fugitives, sont surveillées conformément à la section 8 de la présente annexe.

B. Règles de surveillance spécifiques

L'exploitant détermine les émissions de CO₂ résultant de la production ou de la transformation d'aluminium primaire par la méthode du bilan massique, conformément à l'article 25. La méthode du bilan massique prend en compte l'ensemble du carbone présent dans les intrants, les stocks, les produits et les autres exportations résultant de la préparation de la pâte, du moulage, de la cuisson et du recyclage des électrodes ainsi que de la consommation des électrodes lors de l'électrolyse. En cas d'utilisation d'anodes précuites, il est possible de procéder soit à des bilans massiques distincts pour la production et la consommation, soit à un seul bilan massique commun prenant en compte à la fois la production et la consommation des électrodes. Pour les cuves Søderberg, l'exploitant réalisera un bilan massique commun.

Pour ce qui est des émissions des procédés de combustion, l'exploitant peut choisir de les inclure dans le bilan massique ou d'appliquer la méthode standard conformément à l'article 24 et à la section 1 de la présente annexe, au moins pour une partie des flux, en veillant à éviter les omissions ou la double comptabilisation des émissions.

8. ÉMISSIONS DE PFC DUES À LA PRODUCTION OU À LA TRANSFORMATION D'ALUMINIUM PRIMAIRE VISÉE À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE

A. Champ d'application

L'exploitant applique les dispositions ci-après pour les émissions d'hydrocarbures perfluorés (PFC) résultant des effets d'anode, y compris les émissions fugitives de PFC. Pour les émissions associées de CO₂, y compris celles dues à la production des électrodes, l'exploitant applique les dispositions de la section 7 de la présente annexe. L'exploitant calcule en outre les émissions de PFC non liées aux effets d'anode sur la base de méthodes d'estimation conformes aux meilleures pratiques de l'industrie, et aux lignes directrices publiées à cette fin par la Commission.

B. Détermination des émissions de PFC

Les émissions de PFC sont calculées à partir des émissions mesurables dans une conduite ou une cheminée («émissions de sources ponctuelles») et des émissions fugitives, compte tenu de l'efficacité de collecte de la conduite:

émissions de PFC (totales) = émissions de PFC (conduite)/efficacité de collecte

L'efficacité de collecte est mesurée lorsque les facteurs d'émission spécifiques de l'installation sont définis. Elle est déterminée sur la base de la version la plus récente des indications concernant le niveau 3 figurant à la section 4.4.2.4 des lignes directrices 2006 du GIEC.

▼ B

L'exploitant calcule les émissions de CF₄ et de C₂F₆ rejetées par l'intermédiaire d'une conduite ou d'une cheminée selon l'une des deux méthodes ci-après:

- a) Méthode A en cas d'enregistrement de la durée des effets d'anode en minutes par cuve-jour;
- b) Méthode B en cas d'enregistrement de la surtension d'effet d'anode.

Méthode de calcul A – méthode des pentes:

L'exploitant détermine les émissions de PFC à l'aide des équations suivantes:

$$\text{Émissions de CF}_4 \text{ [t]} = \text{AEM} \times (\text{SEF}_{\text{CF}_4}/1\,000) \times \text{Pr}_{\text{Al}}$$

$$\text{Émissions de C}_2\text{F}_6 \text{ [t]} = \text{émissions de CF}_4 * \text{F}_{\text{C}_2\text{F}_6}$$

où:

AEM = Durée des effets d'anode en minutes/cuve-jour;

SEF_{CF₄} = Facteur d'émission de pente [(kg CF₄ / t Al produite) / (durée des effets d'anode en minutes/cuve-jour)]. Si différents types de cuves sont utilisés, il est possible d'appliquer des facteurs d'émission de pente différents.

Pr_{Al} = Production annuelle d'aluminium primaire [t];

F_{C₂F₆} = Fraction massique de C₂F₆ (t C₂F₆ / t CF₄).

La durée des effets d'anode en minutes par cuve-jour exprime la fréquence des effets d'anode (nombre d'effets d'anode/cuve-jour) multipliée par la durée moyenne des effets d'anode (durée de l'effet d'anode en minutes/événement):

$$\text{AEM} = \text{fréquence} \times \text{durée moyenne}$$

Facteur d'émission: Le facteur d'émission pour le CF₄ (facteur d'émission de pente SEF_{CF₄}) exprime la quantité [kg] de CF₄ émise par tonne d'aluminium produite par minute d'effet d'anode/cuve-jour. Le facteur d'émission du C₂F₆ (fraction massique F_{C₂F₆}) exprime la quantité [t] de C₂F₆ émise en proportion de la quantité [t] de CF₄ émise.

Niveau 1: L'exploitant utilise les facteurs d'émission par technologie figurant dans le tableau 1 de la présente section de l'annexe IV.

Niveau 2: L'exploitant utilise les facteurs d'émission spécifiques par installation établis pour le CF₄ et le C₂F₆ au moyen de mesures in situ continues ou intermittentes. L'exploitant détermine ces facteurs d'émission sur la base de la version la plus récente des indications concernant le niveau 3 figurant à la section 4.4.2.4 des lignes directrices 2006 du GIEC ⁽¹⁾. Le facteur d'émission prend également en compte les émissions liées aux effets autres que les effets d'anode. L'exploitant détermine chaque facteur d'émission avec une incertitude maximale de ± 15 %.

L'exploitant détermine les facteurs d'émission au minimum tous les trois ans, ou plus fréquemment si nécessaire, du fait de modifications importantes dans l'installation. On entend par «modification importante» une modification de la répartition des effets d'anode sur le plan de la durée, ou une modification de l'algorithme de commande influant sur la gamme des types d'effets d'anode ou sur la nature de la procédure de suppression de l'effet d'anode.

⁽¹⁾ Institut international de l'aluminium; «The Aluminium Sector Greenhouse Gas Protocol» (protocole relatif aux gaz à effet de serre dans le secteur de l'aluminium); octobre 2006; Agence américaine pour la protection de l'environnement et Institut international de l'aluminium; «Protocol for Measurement of Tetrafluoromethane (CF₄) and Hexafluoroethane (C₂F₆) Emissions from Primary Aluminum Production» [protocole relatif à la mesure des émissions de tétrafluorométhane (CF₄) et d'hexafluoroéthane (C₂F₆) liées à la production d'aluminium primaire]; avril 2008

▼B

Tableau 1

Facteurs d'émission spécifiques par technologie associés aux données d'activité pour la méthode des pentes

Technologie	Facteur d'émission pour le CF ₄ (SEF _{CF4}) [(kg CF ₄ /t Al)/ (EA-min/cuve-jour)]	Facteur d'émission pour le C ₂ F ₆ (F _{C2F6}) [t C ₂ F ₆ / t CF ₄]
Anode précuite du centre de la cuve (CWPB)	0,143	0,121
Söderberg – goujon vertical (VSS)	0,092	0,053

Méthode de calcul B – méthode de la surtension:

En cas de mesure de la surtension d'effet d'anode, l'exploitant détermine les émissions de PFC à l'aide des équations suivantes:

$$\text{Émissions de CF}_4 \text{ [t]} = \text{OVC} \times (\text{AEO/CE}) \times \text{Pr}_{\text{Al}} \times 0,001$$

▼M1

$$\text{Émissions de C}_2\text{F}_6 \text{ [t]} = \text{émissions de CF}_4 \times \text{F}_{\text{C}_2\text{F}_6}$$

▼B

où:

OVC = coefficient de surtension («facteur d'émission») exprimé en kg de CF₄ par tonne d'aluminium produite par mV de surtension;

AEO = surtension d'effet d'anode par cuve [mV], définie comme l'intégrale de (temps × tension au-dessus de la tension-cible) divisée par le temps (durée) de collecte des données;

CE = rendement de courant moyen du procédé de production d'aluminium [%];

Pr_{Al} = production annuelle d'aluminium primaire [t];

▼M1

F_{C2F6} = fraction massique de C₂F₆ (t C₂F₆/t CF₄);

▼B

Le terme AEO/CE (surtension d'effet d'anode/rendement de courant) exprime la surtension d'effet d'anode moyenne [mV de surtension], intégrée dans le temps, rapportée au rendement de courant moyen [%].

Facteur d'émission: Le facteur d'émission pour le CF₄ («coefficient de surtension» ou OVC) exprime la quantité [kg] de CF₄ émise par tonne d'aluminium produite par millivolt de surtension [mV]. Le facteur d'émission du C₂F₆ (fraction massique F_{C2F6}) exprime la quantité [t] de C₂F₆ émise en proportion de la quantité [t] de CF₄ émise.

Niveau 1: L'exploitant applique les facteurs d'émission par technologie figurant dans le tableau 2 de la présente section de l'annexe IV.

Niveau 2: L'exploitant utilise les facteurs d'émission spécifiques par installation établis pour le CF₄ [(kg CF₄ / t Al) / (mV)] et le C₂F₆ [t C₂F₆ / t CF₄] au moyen de mesures in situ continues ou intermittentes. L'exploitant détermine ces facteurs d'émission sur la base de la version la plus récente des indications concernant le niveau 3 figurant à la section 4.4.2.4 des lignes directrices 2006 du GIEC. L'exploitant détermine chaque facteur d'émission avec une incertitude maximale de ± 15 %.

▼B

L'exploitant détermine les facteurs d'émission au minimum tous les trois ans, ou plus fréquemment si nécessaire, du fait de modifications importantes dans l'installation. On entend par «modification importante» une modification de la répartition des effets d'anode sur le plan de la durée, ou une modification de l'algorithme de commande influant sur la gamme des types d'effets d'anode ou sur la nature de la procédure de suppression de l'effet d'anode.

Tableau 2

Facteurs d'émission spécifiques par technologie pour les données d'activité de surtension.

Technologie	Facteurs d'émission pour le CF ₄ [(kg CF ₄ /t Al) / mV]	Facteur d'émission pour le C ₂ F ₆ [t C ₂ F ₆ / t CF ₄]
Anode précuite du centre de la cuve (CWPB)	1,16	0,121
Söderberg – goujon vertical (VSS)	S.O.	0,053

C. Détermination des émissions en CO_{2(e)}

L'exploitant calcule les émissions de CF₄ et de C₂F₆ exprimées en CO_{2(e)} comme suit, en appliquant les potentiels de réchauffement planétaire (PRP) indiqués dans le tableau 6 figurant à la section 3 de l'annexe VI:

$$\text{Émissions de PFC [t CO}_{2(e)}] = \text{émissions de CF}_4 \text{ [t]} * \text{PRP}_{\text{CF}_4} + \text{émissions de C}_2\text{F}_6 \text{ [t]} * \text{PRP}_{\text{C}_2\text{F}_6}$$

9. PRODUCTION DE CLINKER VISÉE À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE**▼M1****A. Champ d'application**

L'exploitant tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de CO₂ suivantes: calcination du calcaire contenu dans les matières premières, combustibles fossiles classiques alimentant les fours, combustibles fossiles et matières premières de substitution alimentant les fours, combustibles issus de la biomasse alimentant les fours (déchets de la biomasse), combustibles non destinés à alimenter les fours, carbone non issu de carbonates contenu dans le calcaire et les schistes, et matières premières utilisées pour l'épuration des effluents gazeux.

▼B**B. Règles de surveillance spécifiques**

La surveillance des émissions de combustion s'effectue conformément à la section 1 de la présente annexe. La surveillance des émissions de procédé liées aux constituants de la farine crue s'effectue conformément à la section 4 de l'annexe II, sur la base de la teneur en carbonates des matières entrantes (méthode de calcul A) ou de la quantité de clinker produite (méthode de calcul B). Dans le cas de la méthode A, les carbonates à prendre en considération incluent au moins CaCO₃, MgCO₃ et FeCO₃. Dans le cas de la méthode B, l'exploitant tient compte au minimum de CaO et de MgO et fournit à l'autorité compétente des éléments de preuve permettant de déterminer dans quelle mesure il convient de prendre en compte d'autres sources de carbone.

▼M1

Les émissions de CO₂ dues aux poussières éliminées du procédé et au carbone non issu de carbonates présent dans les matières premières sont ajoutées conformément aux sous-sections C et D de la présente section.

▼B**Méthode de calcul A: sur la base de la charge du four**

Lorsque la poussière des fours à ciment (CDK) et la poussière de bypass quittent le système de fours, l'exploitant ne considère pas les matières premières correspondantes comme des matières entrantes, mais calcule les émissions liées aux poussières des fours à ciment conformément à la sous-section C.

▼B

À moins que la farine crue ne soit caractérisée, l'exploitant applique les exigences relatives à l'incertitude des données d'activité séparément pour chacune des matières carbonées entrant dans le four, en évitant la double comptabilisation ou les omissions liées aux matières réintroduites dans le procédé ou empruntant le bypass. Si les données d'activité sont déterminées sur la base de la quantité de clinker produite, la quantité nette de farine crue peut être déterminée au moyen d'un rapport empirique farine crue/clinker propre. Ce rapport doit être actualisé au moins une fois par an sur la base des lignes directrices relatives aux meilleures pratiques de l'industrie.

Méthode de calcul B: sur la base de la quantité de clinker produite

L'exploitant détermine les données d'activité exprimées sous la forme de la quantité de clinker produite [t] au cours de la période de déclaration de l'une des deux façons suivantes:

- a) par pesage direct du clinker,
- b) sur la base des livraisons de ciment, par un bilan des matières tenant compte du clinker expédié, du clinker livré et de la variation des stocks de clinker, à l'aide de la formule suivante:

$$\text{clinker produit [t]} = [(\text{livraisons de ciment [t]} - \text{variation des stocks de ciment [t]}) * \text{rapport clinker/ciment [t clinker/t ciment]}] - (\text{clinker fourni [t]}) + (\text{clinker expédié [t]}) - (\text{variation du stock de clinker [t]}).$$

L'exploitant détermine le rapport clinker/ciment pour chacun des produits de ciment sur la base des dispositions des articles 32 à 35, ou calcule ce rapport à partir de la différence entre les livraisons et la variation des stocks de ciment et l'ensemble des matières utilisées comme additifs dans le ciment, y compris les poussières de bypass et les poussières des fours à ciment.

Par dérogation à la section 4 de l'annexe II, le niveau 1 pour le facteur d'émission est défini comme suit:

Niveau 1: L'exploitant applique un facteur d'émission de 0,525 t CO₂/t clinker.

C. Émissions liées aux poussières éliminées

L'exploitant ajoute les émissions de CO₂ dues aux poussières de bypass ou aux poussières des fours à ciment (CDK) quittant le système de fours, corrigées d'un facteur de calcination partielle des poussières de fours à ciment, qui sont calculées en tant qu'émissions de procédé conformément à l'article 24, paragraphe 2. Par dérogation à la section 4 de l'annexe II, les niveaux 1 et 2 pour le facteur d'émission sont définis comme suit:

Niveau 1: L'exploitant applique un facteur d'émission de 0,525 t CO₂/t poussière.

Niveau 2: L'exploitant détermine le facteur d'émission (EF) au moins une fois par an conformément aux dispositions des articles 32 à 35 en appliquant la formule suivante:

$$EF_{CKD} = \left(\frac{EF_{Cli}}{1 + EF_{Cli}} \cdot d \right) / \left(1 - \frac{EF_{Cli}}{1 + EF_{Cli}} \cdot d \right)$$

où:

EF_{CKD} = facteur d'émission des poussières de four à ciment partiellement calcinées [t CO₂/t CKD];

EF_{Cli} = facteur d'émission du clinker, spécifique de l'installation [t CO₂/t clinker];

d = degré de calcination des poussières de four à ciment (dégagement de CO₂ en % du CO₂ total issu des carbonates contenus dans le mélange brut).

Le niveau 3 n'est pas applicable pour le facteur d'émission.

▼B**D. Émissions liées au carbone non issu de carbonates dans la farine crue**

L'exploitant détermine les émissions liées au carbone non issu de carbonates présent en particulier dans le calcaire, le schiste ou d'autres matières premières (comme les cendres volantes) entrant dans la composition de la farine crue dans le four, conformément à l'article 24, paragraphe 2.

▼M1

Par dérogation à la section 4 de l'annexe II, les niveaux suivants sont définis pour le facteur d'émission:

Niveau 1: La teneur en carbone non issu de carbonates présent dans la matière première considérée est déterminée sur la base des lignes directrices sur les meilleures pratiques publiées par l'industrie.

Niveau 2: La teneur en carbone non issu de carbonates présent dans la matière première considérée est déterminée au moins une fois par an conformément aux dispositions des articles 32 à 35.

Par dérogation à la section 4 de l'annexe II, les niveaux suivants sont définis pour le facteur de conversion:

Niveau 1: Un facteur de conversion égal à 1 est utilisé.

Niveau 2: Le facteur de conversion est calculé conformément aux meilleures pratiques publiées par l'industrie.

▼B**10. PRODUCTION DE CHAUX OU CALCINATION DE DOLOMITE OU DE MAGNÉSITE VISÉES À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE****▼M4****A. Champ d'application**

L'exploitant tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de CO₂ suivantes: calcination du calcaire, de la dolomite ou de la magnésite contenus dans les matières premières, carbone non issu de carbonates dans les matières premières, combustibles fossiles classiques alimentant les fours, combustibles fossiles et matières premières de substitution alimentant les fours, combustibles issus de la biomasse alimentant les fours (déchets de la biomasse) et autres combustibles.

▼M5

Lorsque la chaux vive et le CO₂ issus du calcaire sont utilisés dans des procédés de purification, le CO₂ est considéré comme ayant été émis, à moins qu'il ne soit lié à un produit satisfaisant aux conditions énoncées à l'article 49 *bis*, paragraphe 1, du présent règlement.

▼M4**B. Règles de surveillance spécifiques**

La surveillance des émissions de combustion s'effectue conformément à la section 1 de la présente annexe. La surveillance des émissions de procédé des carbonates présents dans les matières premières s'effectue conformément à la section 4 de l'annexe II. Les carbonates de calcium et de magnésium sont toujours pris en considération. Il est tenu compte des autres carbonates et du carbone non issu de carbonates présent dans les matières premières, lorsqu'ils sont utiles aux fins du calcul des émissions.

Dans le cas de la méthode fondée sur les matières entrantes, les valeurs de la teneur en carbonates sont corrigées en fonction de la teneur en humidité et en gangue des matières. Dans le cas de la production de magnésie, il y a lieu de prendre en compte les minéraux contenant du magnésium autres que les carbonates, selon qu'il convient.

Il convient d'éviter la double comptabilisation ou les omissions liées aux matières réintroduites ou empruntant le bypass. Si la méthode B est appliquée, la poussière de four à chaux est considérée comme un flux distinct, le cas échéant.

▼M1**C. Émissions liées au carbone non issu de carbonates présent dans les matières premières**

L'exploitant détermine les émissions liées au carbone non issu de carbonates présent en particulier dans le calcaire, le schiste ou d'autres matières premières dans le four, conformément à l'article 24, paragraphe 2.

▼ M1

Par dérogation à la section 4 de l'annexe II, les niveaux suivants sont définis pour le facteur d'émission:

Niveau 1: La teneur en carbone non issu de carbonates de la matière première considérée est déterminée sur la base des lignes directrices sur les meilleures pratiques publiées par l'industrie.

Niveau 2: La teneur en carbone non issu de carbonates présent dans la matière première considérée est déterminée au moins une fois par an conformément aux dispositions des articles 32 à 35.

Par dérogation à la section 4 de l'annexe II, les niveaux suivants sont définis pour le facteur de conversion:

Niveau 1: Un facteur de conversion égal à 1 est utilisé.

Niveau 2: Le facteur de conversion est calculé conformément aux meilleures pratiques publiées par l'industrie.

▼ B

11. FABRICATION DE VERRE, DE FIBRES DE VERRE OU DE MATÉRIEAUX ISOLANTS À BASE DE LAINE DE ROCHE VISÉE À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE

A. Champ d'application

L'exploitant applique les dispositions de la présente section également aux installations destinées à la production de verres solubles et de laine de roche.

L'exploitant tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de CO₂ suivantes: décomposition des carbonates alcalins et alcalino-terreux résultant de la fusion des matières premières, combustibles fossiles classiques, combustibles fossiles et matières premières de substitution, combustibles issus de la biomasse (déchets de la biomasse), autres combustibles, additifs carbonés, y compris poussière de coke et de houille et graphite, post-combustion et épuration des effluents gazeux.

▼ M4

B. Règles de surveillance spécifiques

La surveillance des émissions de combustion, y compris l'épuration des effluents gazeux, s'effectue conformément à la section 1 de la présente annexe. Les émissions de procédé liées aux matières premières non carbonatées, y compris le coke, le graphite et la poussière de houille, s'effectue conformément à la section 4 de l'annexe II. Les carbonates à prendre en considération incluent au minimum CaCO₃, MgCO₃, Na₂CO₃, NaHCO₃, BaCO₃, Li₂CO₃, K₂CO₃, et SrCO₃. Seule la méthode A est applicable.

Par dérogation à la section 4 de l'annexe II, les niveaux suivants sont définis pour le facteur d'émission des matières premières contenant des carbonates:

Niveau 1: les rapports stœchiométriques indiqués à la section 2 de l'annexe VI sont utilisés. La pureté des matières entrantes concernées est déterminée sur la base des meilleures pratiques publiées par l'industrie.

Niveau 2: la quantité de carbonates à prendre en considération contenue dans chaque matière entrante est déterminée conformément aux dispositions des articles 32 à 35.

Par dérogation à la section 4 de l'annexe II pour le facteur de conversion, seul le niveau 1 s'applique à toutes les émissions de procédé liées aux matières premières carbonatées et non carbonatées.

▼ B

12. FABRICATION DE PRODUITS CÉRAMIQUES VISÉE À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE

▼ M1

A. Champ d'application

L'exploitant tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de CO₂ suivantes: combustibles alimentant les fours, calcination du calcaire/de la dolomite et des autres carbonates présents dans les matières premières, calcaire et autres carbonates utilisés pour la réduction des émissions de polluants atmosphériques et d'autres techniques d'épuration des effluents gazeux, additifs fossiles/issus de la biomasse utilisés pour améliorer la porosité, y compris polystyrène, résidus de l'industrie papetière ou sciure de bois, teneur en carbone non issu de carbonates de l'argile et d'autres matières premières.

▼B**B. Règles de surveillance spécifiques****▼M1**

La surveillance des émissions de combustion, y compris l'épuration des effluents gazeux, s'effectue conformément à la section 1 de la présente annexe. La surveillance des émissions de procédé liées aux constituants et additifs de la farine crue s'effectue conformément à la section 4 de l'annexe II. Pour les céramiques fabriquées à partir d'argile purifiées ou synthétiques, l'exploitant peut appliquer soit la méthode A, soit la méthode B. Dans le cas des produits céramiques fabriqués à partir d'argiles brutes et en cas d'utilisation d'argiles ou d'additifs à teneur élevée en carbone non issu de carbonates, l'exploitant applique la méthode A. Les carbonates de calcium sont toujours pris en considération. Il est tenu compte des autres carbonates et du carbone non issu de carbonates présent dans les matières premières, lorsqu'ils sont utiles aux fins du calcul des émissions.

▼B

Les données d'activité concernant les matières entrantes pour la méthode A peuvent être déterminées par un rétrocalcul approprié basé sur les meilleures pratiques publiées par l'industrie, approuvé par l'autorité compétente. Ce calcul rétroactif prend en compte le type de système de mesure disponible pour les produits verts séchés ou les produits cuits, ainsi que les sources de données appropriées relatives à l'humidité de l'argile et des additifs, ainsi que la perte par recuit (perte au feu) des matières concernées.

Par dérogation à la section 4 de l'annexe II, les niveaux suivants sont définis pour les facteurs d'émission, en ce qui concerne les émissions de procédé liées aux matières premières contenant des carbonates:

Méthode A (sur la base des matières entrantes):

Niveau 1: Au lieu de se fonder sur les résultats d'analyse, on utilise, pour le calcul du facteur d'émission, une valeur estimative prudente de 0,2 tonne de CaCO₃ (correspondant à 0,08794 tonne de CO₂) par tonne d'argile sèche. Tout le carbone inorganique et organique contenu dans l'argile est considéré comme inclus dans cette valeur. Les additifs sont considérés comme non inclus dans cette valeur.

Niveau 2: Pour chaque flux, un facteur d'émission est déterminé et actualisé au moins une fois par an, sur la base des meilleures pratiques publiées par l'industrie, en tenant compte des conditions spécifiques du site et de la gamme de produits de l'installation.

Niveau 3: La composition des matières premières est déterminée conformément aux dispositions des articles 32 à 35. Les rapports stœchiométriques indiqués à la section 2 de l'annexe VI sont utilisés, le cas échéant, pour convertir les données relatives à la composition en facteurs d'émission.

Méthode B (sur la base des matières produites):

Niveau 1: Au lieu de se fonder sur les résultats d'analyse, on utilise, pour le calcul du facteur d'émission, une valeur estimative prudente égale à 0,123 tonne de CaO (correspondant à 0,09642 tonne de CO₂) par tonne de produit. Tout le carbone inorganique et organique contenu dans l'argile est considéré comme inclus dans cette valeur. Les additifs sont considérés comme non inclus dans cette valeur.

Niveau 2: Un facteur d'émission est déterminé et actualisé au moins une fois par an, sur la base des meilleures pratiques publiées par l'industrie, en tenant compte des conditions spécifiques du site et de la gamme de produits de l'installation.

Niveau 3: La composition des produits est déterminée conformément aux dispositions des articles 32 à 35. Les rapports stœchiométriques indiqués dans le tableau 3 de l'annexe VI, section 2, sont utilisés, le cas échéant, pour convertir les données relatives à la composition en facteurs d'émission, étant entendu que la totalité des oxydes métalliques concernés provient des carbonates correspondants.

Par dérogation à la section 1 de la présente annexe, dans le cas de l'épuration des effluents gazeux, le niveau suivant est défini pour le facteur d'émission:

▼B

Niveau 1: L'exploitant applique le rapport stœchiométrique du CaCO_3 indiqué à la section 2 de l'annexe VI.

Aucun autre niveau ni aucun facteur de conversion n'est appliqué dans le cas de l'épuration. Il convient d'éviter la double comptabilisation du calcaire utilisé qui est recyclé pour être employé comme matière première dans la même installation.

13. PRODUCTION DE PRODUITS À BASE DE GYPSE ET DE PLAQUES DE PLÂTRE VISÉE À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE

A. Champ d'application

L'exploitant tient compte au minimum des émissions de CO_2 résultant de tous les types d'activités de combustion.

B. Règles de surveillance spécifiques

La surveillance des émissions de combustion s'effectue conformément à la section 1 de la présente annexe.

14. PRODUCTION DE PÂTE À PAPIER ET DE PAPIER VISÉE À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE

A. Champ d'application

L'exploitant tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de CO_2 suivantes: chaudières, turbines à gaz et autres systèmes de combustion produisant de la vapeur ou de l'électricité, chaudières de récupération et autres dispositifs brûlant les lessives résiduelles de cuisson, incinérateurs, fours à chaux et fours de calcination, épuration des effluents gazeux et sècheurs alimentés par des combustibles (tels que sècheurs à infrarouge).

B. Règles de surveillance spécifiques

La surveillance des émissions de combustion, y compris l'épuration des effluents gazeux, s'effectue conformément à la section 1 de la présente annexe.

La surveillance des émissions de procédé liées aux matières premières utilisées comme produits chimiques d'appoint, y compris au moins le calcaire et la soude, est réalisée selon la méthode A, conformément à la section 4 de l'annexe II. Les émissions de CO_2 résultant de la récupération du lait de chaux lors de la production de la pâte à papier sont considérées comme des émissions de CO_2 issu de biomasse recyclée. On admet que seule la quantité de CO_2 proportionnelle à la quantité de produits chimiques d'appoint introduite dans le procédé génère des émissions de CO_2 d'origine fossile.

Dans le cas des émissions associées aux produits chimiques d'appoint, les niveaux suivants sont définis pour le facteur d'émission:

Niveau 1: Les rapports stœchiométriques indiqués à la section 2 de l'annexe VI sont utilisés. La pureté des matières entrantes concernées est déterminée sur la base des meilleures pratiques publiées par l'industrie. Les valeurs obtenues sont corrigées en fonction de la teneur en humidité et en gangue des matières carbonatées employées.

Niveau 2: La quantité de carbonates à prendre en considération contenue dans chaque matière entrante est déterminée conformément aux dispositions des articles 32 à 35. Les rapports stœchiométriques indiqués à la section 2 de l'annexe VI sont utilisés, le cas échéant, pour convertir les données relatives à la composition en facteurs d'émission.

Pour le facteur de conversion, seul le niveau 1 est applicable.

▼B**15. PRODUCTION DE NOIR DE CARBONE VISÉE À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE****A. Champ d'application**

L'exploitant considère comme sources d'émission de CO₂ au moins tous les combustibles utilisés pour la combustion et tous les combustibles utilisés comme matières entrantes dans le procédé.

B. Règles de surveillance spécifiques

Les émissions associées à la production de noir de carbone peuvent faire l'objet d'une surveillance soit en tant qu'émissions d'un procédé de combustion, épuration des effluents gazeux associés comprise, conformément à la section 1 de la présente annexe, soit au moyen d'un bilan massique conformément à l'article 25 et à la section 3 de l'annexe II.

16. DÉTERMINATION DES ÉMISSIONS DE PROTOXYDE D'AZOTE (N₂O) LIÉES À LA PRODUCTION D'ACIDE NITRIQUE, D'ACIDE ADIPIQUE, DE CAPROLACTAME, DE GLYOXAL ET D'ACIDE GLYOXYLIQUE VISÉE À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE**A. Champ d'application**

Pour chaque activité donnant lieu à des émissions de N₂O, l'exploitant prend en considération toutes les sources émettant du N₂O dans le cadre de procédés de production, y compris lorsque les émissions de N₂O liées à la production sont canalisées au moyen d'un dispositif antipollution quelconque, et notamment:

- (a) dans la production d'acide nitrique – les émissions de N₂O provenant de l'oxydation catalytique de l'ammoniac et/ou des dispositifs de réduction des émissions de NO_x/N₂O;
- (b) dans la production d'acide adipique – les émissions de N₂O, y compris celles résultant de la réaction d'oxydation, d'une purge directe et/ou des équipements de maîtrise des émissions;
- (c) dans la production de glyoxal et d'acide glyoxylique – les émissions de N₂O, y compris celles résultant des réactions de procédé, d'une purge directe et/ou des équipements de maîtrise des émissions;
- (d) dans la production de caprolactame – les émissions de N₂O, y compris celles résultant des réactions de procédé, d'une purge directe et/ou des équipements de maîtrise des émissions.

Ces dispositions ne s'appliquent pas aux émissions de N₂O résultant de la combustion de combustibles.

B. Détermination des émissions de N₂O**B.1. Émissions annuelles de N₂O**

L'exploitant surveille les émissions de N₂O associées à la production d'acide nitrique par mesure continue des émissions. Il surveille les émissions de N₂O liées à la production d'acide adipique, de caprolactame, de glyoxal et d'acide glyoxylique en appliquant une méthode fondée sur la mesure dans le cas des émissions traitées au moyen d'un dispositif antipollution, et une méthode fondée sur le calcul (bilan massique) lors des périodes pendant lesquelles les émissions ne sont pas traitées par un dispositif antipollution.

Pour chaque source dont les émissions sont mesurées en continu, l'exploitant détermine les émissions annuelles totales en additionnant toutes les émissions horaires, à l'aide de l'équation 1 indiquée dans la section 3 de l'annexe VIII.

B.2. Émissions horaires de N₂O

Pour chaque source dont les émissions sont mesurées en continu, l'exploitant détermine les émissions horaires annuelles moyennes à l'aide de l'équation 2 indiquée dans la section 3 de l'annexe VIII.

▼ B

L'exploitant détermine les concentrations horaires de N₂O dans les effluents gazeux de chaque source d'émission par mesure continue en un point représentatif, en aval du dispositif de réduction des émissions de NO_x/N₂O, le cas échéant. L'exploitant applique des techniques permettant de mesurer les concentrations de N₂O de toutes les sources, avec ou sans dispositif de réduction des émissions. Si l'incertitude augmente pendant ces périodes, il convient d'en tenir compte lors de l'évaluation de l'incertitude.

Si nécessaire, l'exploitant corrige toutes les mesures pour les rapporter au gaz sec et déclare les valeurs correspondantes.

B.3. Détermination du débit des effluents gazeux

Pour mesurer le débit des effluents gazeux aux fins de la surveillance des émissions de N₂O, l'exploitant applique les méthodes indiquées à l'article 43, paragraphe 5, pour la surveillance du débit des effluents gazeux. En ce qui concerne la production d'acide nitrique, l'exploitant applique la méthode indiquée à l'article 43, paragraphe 5, point a), sauf si cela n'est pas techniquement réalisable. En pareil cas et sous réserve de l'approbation de l'autorité compétente, l'exploitant applique une autre méthode, notamment la méthode du bilan massique, en s'appuyant sur des paramètres significatifs tels que la charge d'ammoniac, ou la détermination du débit par mesure en continu des émissions.

Le débit des effluents gazeux est calculé à l'aide de la formule suivante:

$$V_{\text{débit des effluents gazeux}} [\text{Nm}^3/\text{h}] = V_{\text{air}} * (1 - O_{2,\text{air}}) / (1 - O_{2,\text{effluents gazeux}})$$

où:

V_{air} = débit total d'air entrant en Nm³/h dans des conditions standard;

$O_{2,\text{air}}$ = fraction volumique de O₂ dans l'air sec [= 0,2095];

$O_{2,\text{effluents gazeux}}$ = fraction volumique de O₂ dans les effluents gazeux.

V_{air} est calculé en additionnant tous les débits d'air entrant dans l'usine de production d'acide nitrique.

L'exploitant applique la formule suivante, sauf indication contraire du plan de surveillance:

$$V_{\text{air}} = V_{\text{prim}} + V_{\text{sec}} + V_{\text{étanchéité}}$$

où:

V_{prim} = débit d'air entrant primaire en Nm³/h dans des conditions standard;

V_{sec} = débit d'air entrant secondaire en Nm³/h dans des conditions standard;

$V_{\text{étanchéité}}$ = débit d'air entrant au niveau de l'étanchéité en Nm³/h dans des conditions standard.

L'exploitant détermine V_{prim} par mesure continue du débit avant le mélange avec l'ammoniac. Il détermine V_{sec} par mesure continue du débit, y compris en amont de l'unité de récupération de chaleur. Pour $V_{\text{étanchéité}}$, l'exploitant prend en considération le flux d'air évacué dans le cadre du procédé de production d'acide nitrique.

Pour les flux d'air entrant représentant cumulativement moins de 2,5 % du débit d'air total, l'autorité compétente peut accepter des méthodes d'estimation proposées par l'exploitant sur la base des meilleures pratiques publiées par l'industrie pour la détermination de ce débit d'air.

▼B

L'exploitant prouve, au moyen de mesures effectuées dans des conditions d'exploitation normales, que le débit des effluents gazeux mesuré est suffisamment homogène pour permettre l'application de la méthode de mesure proposée. Si ces mesures confirment que le débit n'est pas homogène, l'exploitant tient compte de cette information pour déterminer les méthodes de surveillance appropriées et pour calculer l'incertitude associée aux émissions de N₂O.

L'exploitant corrige toutes les mesures pour les rapporter au gaz sec et déclare les valeurs correspondantes.

B.4. Concentrations d'oxygène (O₂)

L'exploitant mesure les concentrations d'oxygène dans les effluents gazeux lorsque celles-ci sont nécessaires pour calculer le débit des effluents gazeux conformément à la sous-section B.3 de la présente section de l'annexe IV. Pour ce faire, il respecte les exigences applicables aux mesures de la concentration énoncées à l'article 41, paragraphes 1 et 2. Pour déterminer l'incertitude associée aux émissions de N₂O, l'exploitant tient compte de l'incertitude associée aux mesures de la concentration d'O₂.

Si nécessaire, l'exploitant corrige toutes les mesures pour les rapporter au gaz sec et déclare les valeurs correspondantes.

B.5. Calcul des émissions de N₂O

Pour certaines périodes durant lesquelles les émissions de N₂O liées à la production d'acide adipique, de caprolactame, de glyoxal et d'acide glyoxylique ne sont pas traitées par un dispositif antipollution, y compris en cas de purge de sécurité et de défaillance du dispositif antipollution, et lorsqu'une surveillance continue des émissions de N₂O n'est pas techniquement réalisable, l'exploitant peut, sous réserve de l'approbation de l'autorité compétente, recourir à la méthode du bilan massique pour calculer les émissions de N₂O. À cet effet, l'incertitude globale est similaire à celle obtenue par l'application des niveaux requis à l'article 41, paragraphes 1 et 2. L'exploitant fonde la méthode de calcul sur le taux d'émission de N₂O maximal susceptible de résulter de la réaction chimique se produisant au moment de l'émission et pendant la période considérée.

L'exploitant tient compte de l'incertitude inhérente à toute valeur d'émission obtenue par calcul pour une source d'émission donnée pour déterminer l'incertitude associée à la moyenne horaire annuelle des émissions de cette source.

B.6. Détermination des cadences de production de l'activité

Les cadences de production sont calculées sur la base des rapports de production journaliers et des heures d'exploitation.

B.7. Taux d'échantillonnage

Des moyennes horaires ou calculées sur des périodes de référence plus courtes sont établies conformément à l'article 44 pour:

- (a) la concentration de N₂O dans les effluents gazeux;
- (b) le débit total des effluents gazeux, lorsque ce débit est mesuré directement, et en cas de nécessité;
- (c) la totalité des débits de gaz et des concentrations d'oxygène nécessaires pour déterminer de manière indirecte le débit total des effluents gazeux.

C. Détermination des équivalents CO₂ annuels - CO_{2(e)}

L'exploitant convertit les émissions annuelles totales de N₂O de toutes les sources, mesurées en tonnes avec une précision de trois décimales, en CO_{2(e)} annuels, exprimés en tonnes arrondies, à l'aide de la formule suivante et des valeurs du PRP figurant à la section 3 de l'annexe VI:

$$\text{CO}_{2(e)} [t] = \text{N}_2\text{O}_{\text{annuelles}}[t] * \text{PRP}_{\text{N}_2\text{O}}$$

où:

▼B

$N_2O_{\text{annuelles}}$ = émissions annuelles totales de N_2O , calculées conformément à l'équation 1 indiquée à la section 3 de l'annexe VIII.

Les équivalents CO_2 annuels ($CO_{2(e)}$) générés par toutes les sources d'émission et toutes les émissions directes de CO_2 provenant d'autres sources d'émission couvertes par l'autorisation d'émettre des gaz à effet de serre sont ajoutés aux émissions annuelles totales de CO_2 produites par l'installation et utilisés pour la déclaration et la restitution des quotas.

Les émissions annuelles totales de N_2O sont déclarées en tonnes avec une précision de trois décimales et en $CO_{2(e)}$ en tonnes arrondies.

17. PRODUCTION D'AMMONIAC VISÉE À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE

A. Champ d'application

L'exploitant tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de CO_2 suivantes: combustion des combustibles fournissant la chaleur nécessaire pour le reformage ou l'oxydation partielle, combustibles utilisés pour alimenter le procédé de production d'ammoniac (reformage ou oxydation partielle), combustibles utilisés pour d'autres procédés de combustion, y compris aux fins de la production d'eau chaude ou de vapeur.

B. Règles de surveillance spécifiques

Pour la surveillance des émissions résultant de procédés de combustion ou de l'utilisation de combustibles comme matières entrantes dans un procédé, il y a lieu d'appliquer la méthode standard conformément aux dispositions de l'article 24 et à la section 1 de la présente annexe.

▼M5

Lorsque le CO_2 issu de la production d'ammoniac est utilisé comme matière première pour produire de l'urée ou d'autres produits chimiques, ou est transféré en dehors de l'installation à des fins non couvertes par l'article 49, paragraphe 1, du présent règlement, la quantité correspondante de CO_2 est considérée comme étant émise par l'installation qui a produit le CO_2 , à moins que celui-ci ne soit lié à un produit satisfaisant aux conditions énoncées à l'article 49 *bis*, paragraphe 1, du présent règlement.

▼B

18. PRODUCTION DE PRODUITS CHIMIQUES ORGANIQUES EN VRAC VISÉE À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE

A. Champ d'application

L'exploitant tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de CO_2 suivantes: craquage (catalytique ou non), reformage, oxydation partielle ou totale, procédés similaires entraînant des émissions de CO_2 dues au carbone présent dans les matières premières à base d'hydrocarbures, combustion des effluents gazeux et mise en torchère, et combustion de combustibles dans d'autres procédés de combustion.

B. Règles de surveillance spécifiques

Lorsque la production de produits chimiques organiques en vrac est techniquement intégrée dans une raffinerie d'huiles minérales, l'exploitant de cette installation applique les dispositions pertinentes de la section 2 de la présente annexe.

Nonobstant le premier alinéa, pour la surveillance des émissions dues aux procédés de combustion dans lesquels les combustibles utilisés ne participent pas aux réactions chimiques mises en œuvre pour la production de produits chimiques organiques en vrac ou ne résultent pas de telles réactions, l'exploitant applique la méthode standard conformément à l'article 24 et à la section 1 de la présente annexe. Dans tous les autres cas, l'exploitant peut choisir de surveiller les émissions associées à la production de produits chimiques organiques en vrac au moyen d'un bilan massique conformément à l'article 25, ou de la méthode standard conformément à l'article 24. S'il a recours à la méthode standard, l'exploitant démontre à l'autorité compétente que cette méthode couvre toutes les émissions pertinentes qui seraient également prises en considération par un bilan massique.

▼B

Pour la détermination de la teneur en carbone au niveau 1, les facteurs d'émission de référence indiqués dans le tableau 5 de l'annexe VI sont appliqués. Pour les substances ne figurant pas dans le tableau 5 de l'annexe VI ni visées par d'autres dispositions du présent règlement, l'exploitant calcule la teneur en carbone à partir de la teneur stoechiométrique en carbone de la substance pure et de la concentration de la substance dans le flux entrant ou sortant.

19. PRODUCTION D'HYDROGÈNE ET DE GAZ DE SYNTHÈSE VISÉE À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE

A. Champ d'application

L'exploitant tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de CO₂ suivantes: combustibles utilisés dans le procédé de production d'hydrogène ou de gaz de synthèse (reformage ou oxydation partielle) et combustibles utilisés dans d'autres procédés de combustion, y compris pour la production d'eau chaude ou de vapeur. Le gaz de synthèse produit est considéré comme un flux dans la méthode du bilan massique.

B. Règles de surveillance spécifiques

Pour la surveillance des émissions associées aux procédés de combustion ou résultant de l'utilisation de combustibles comme matières entrantes aux fins de la production d'hydrogène, la méthode standard est appliquée, conformément à l'article 24 et à la section 1 de la présente annexe.

Pour la surveillance des émissions liées à la production de gaz de synthèse, un bilan massique est appliqué, conformément à l'article 25. Si les émissions proviennent de plusieurs procédés de combustion distincts, l'exploitant peut choisir d'inclure ces émissions dans le bilan massique, ou bien d'appliquer la méthode standard, conformément à l'article 24, au moins pour une partie des flux, en veillant à éviter les omissions ou la double comptabilisation des émissions.

Lorsque l'hydrogène et le gaz de synthèse sont produits dans la même installation, l'exploitant calcule les émissions de CO₂ en recourant à des méthodes distinctes pour l'hydrogène et pour le gaz de synthèse comme indiqué dans les deux premiers paragraphes de la présente sous-section, ou bien en appliquant un bilan massique commun.

20. PRODUCTION DE SOUDE ET DE BICARBONATE DE SODIUM VISÉE À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE

A. Champ d'application

Dans les installations de production de soude et de bicarbonate de sodium, les émissions de CO₂ proviennent des sources et flux d'émission suivants:

(a) combustibles utilisés pour les procédés de combustion, y compris pour la production d'eau chaude ou de vapeur,

(b) matières premières, y compris le gaz évacué résultant de la calcination du calcaire,

(c) effluents gazeux résultant du lavage ou de la filtration réalisés après la carbonatation.

▼M5

B. Règles de surveillance spécifiques

La surveillance des émissions provenant des processus de combustion, y compris l'épuration des effluents gazeux, s'effectue conformément à la section 1 de la présente annexe. La surveillance des émissions de procédé liées aux constituants et additifs de matières premières s'effectue conformément à la section 4 de l'annexe II du présent règlement.

Le CO₂ intermédiaire destiné à la production de soude est considéré comme ayant été émis par l'installation qui produit le CO₂, à moins que celui-ci ne soit lié à un produit satisfaisant aux conditions énoncées à l'article 49 *bis*, paragraphe 1, du présent règlement.

▼B

21. DÉTERMINATION DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE RÉSULTANT DES ACTIVITÉS DE CAPTAGE DU CO₂ EN VUE DE SON TRANSPORT ET DE SON STOCKAGE GÉOLOGIQUE DANS UN SITE DE STOCKAGE AGRÉÉ AU TITRE DE LA DIRECTIVE 2009/31/CE

▼M5**A. Champ d'application**

Le captage du CO₂ est assuré soit par une installation spécialisée qui reçoit le CO₂ transféré par une ou plusieurs autres installations, soit par la même installation qui mène les activités émettant le CO₂ capté au titre de la même autorisation d'émettre des gaz à effet de serre. Toutes les parties de l'installation en rapport avec le captage du CO₂ et son transfert vers une infrastructure de transport de CO₂ ou vers un site de stockage géologique du CO₂, y compris toute installation auxiliaire fonctionnellement raccordée, telle que les installations de stockage intermédiaire de CO₂ et les stations de compression, de liquéfaction, de gazéification ou de purification ou les chaudières, sont mentionnées dans l'autorisation d'émettre des gaz à effet de serre et sont prises en compte dans le plan de surveillance associé. Dans le cas des installations dans lesquelles sont menées d'autres activités relevant de la directive 2003/87/CE, les émissions qui résultent de ces activités font l'objet d'une surveillance conformément aux autres sections de la présente annexe.

▼B

L'exploitant qui exerce une activité de captage de CO₂ tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de CO₂ suivantes:

- (a) le CO₂ transféré vers les installations de captage;
- (b) la combustion et les autres activités associées réalisées dans l'installation qui sont en rapport avec le captage, y compris la consommation de combustibles et de matières entrantes.

▼M5**B. Quantification du CO₂ transféré et émis****B.1 Quantification au niveau de l'installation**

Chaque exploitant calcule les émissions en tenant compte des émissions de CO₂ susceptibles de résulter de tous les procédés émetteurs qui se déroulent dans l'installation, ainsi que des quantités de CO₂ captées et transférées vers l'infrastructure de transport de CO₂, à l'aide de la formule suivante:

$$E_{\text{installationdecaptage}} = T_{\text{entrée}} + E_{\text{sanscaptage}} - T_{\text{pourstockage}}$$

sachant que:

$E_{\text{ installation de captage}}$ = total des émissions de gaz à effet de serre de l'installation de captage;

$T_{\text{entrée}}$ = quantité de CO₂ transférée vers l'installation de captage, déterminée soit sur la base d'un ou plusieurs flux dans le cadre d'une méthode du bilan massique conformément à l'article 25, soit sur la base d'une méthode fondée sur la mesure conformément aux articles 40 à 46 et 49 du présent règlement.

$E_{\text{ sans captage}}$ = émissions de l'installation si le CO₂ n'était pas capté, c'est-à-dire somme des émissions résultant de toutes les autres activités menées dans l'installation et faisant l'objet d'une surveillance conformément aux sections pertinentes de l'annexe IV, y compris au moyen de la méthode B de la section 22 de l'annexe IV du présent règlement pour toute installation auxiliaire fonctionnellement raccordée;

▼ **M5**

$T_{\text{pour stockage}}$ = quantité de CO₂ transférée vers une infrastructure de transport de CO₂ ou un site de stockage, déterminée soit sur la base d'un ou plusieurs flux dans le cadre d'une méthode du bilan massique conformément à l'article 25, soit sur la base d'une méthode fondée sur la mesure conformément aux articles 40 à 46 et 49 du présent règlement.

Dans les cas où le captage du CO₂ est assuré par la même installation que celle d'où provient le CO₂ capté, l'exploitant donne la valeur zéro à $T_{\text{entrée}}$.

Dans le cas d'installations de captage autonomes, les exploitants de ces installations prennent en considération les éléments suivants:

- a) l'exploitant considère que $E_{\text{sans captage}}$ représente la quantité d'émissions qui ne proviennent pas du CO₂ transféré vers l'installation en vue de son captage. L'exploitant détermine ces émissions conformément aux dispositions du présent règlement;
- b) par dérogation à la méthode de surveillance décrite dans la présente section, l'exploitant peut surveiller les émissions de l'installation en utilisant la méthode B décrite à la section 22 de l'annexe IV du présent règlement.

Dans le cas d'installations de captage autonomes, l'exploitant de l'installation qui transfère le CO₂ vers l'installation de captage déduit la quantité $T_{\text{entrée}}$ des émissions de son installation déterminée soit sur la base d'un ou plusieurs flux comme dans le cadre d'une méthode du bilan massique conformément à l'article 25, soit sur la base d'une méthode fondée sur la mesure conformément à l'article 49 du présent règlement.

B.2 Détermination du CO₂ transféré

Chaque exploitant détermine la quantité de CO₂ transférée de et vers l'installation de captage, soit sur la base d'un ou plusieurs flux dans le cadre d'une méthode du bilan massique conformément à l'article 25, soit sur la base d'une méthode fondée sur la mesure conformément aux articles 40 à 46 et 49 du présent règlement.

22. DÉTERMINATION DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE RÉSULTANT DU TRANSPORT DU CO₂ EN VUE DE SON STOCKAGE GÉOLOGIQUE DANS UN SITE DE STOCKAGE AGRÉÉ AU TITRE DE LA DIRECTIVE 2009/31/CE

A) Champ d'application

Les limites définies pour la surveillance et la déclaration des émissions résultant du transport du CO₂ sont spécifiées dans l'autorisation d'émettre des gaz à effet de serre de l'infrastructure de transport de CO₂, y compris toutes les installations auxiliaires fonctionnellement raccordées à l'infrastructure telles que les installations de stockage intermédiaires de CO₂ et les stations de compression, de liquéfaction, de gazéification et de purification ou les chaudières. Chaque infrastructure de transport comporte au minimum un point de départ et un point final, reliés chacun à d'autres installations ou infrastructures de transport de CO₂ assurant une ou plusieurs des activités suivantes: captage, transport ou stockage géologique du CO₂. Les points de départ et les points finals peuvent être établis aux bifurcations de l'infrastructure de transport ainsi que de part et d'autre de frontières nationales. Le point de départ et le point final ainsi que les installations ou l'infrastructure de transport de CO₂ auxquelles ils sont raccordés doivent être précisés dans l'autorisation d'émettre des gaz à effet de serre.

▼ **M5**

Chaque exploitant d'une infrastructure de transport de CO₂ tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de CO₂ suivantes: la combustion et les autres procédés intervenant dans les installations fonctionnellement raccordées à l'infrastructure de transport, y compris les stations de compression et de liquéfaction; les unités de combustion, y compris les unités de combustion interne des véhicules de transport de CO₂, dans la mesure où les émissions ne sont pas soumises à des obligations de restitution liées aux activités énumérées aux annexes I ou III de la directive 2003/87/CE au cours de la même année de déclaration; les émissions fugitives provenant de l'infrastructure de transport; les émissions de purge provenant de l'infrastructure de transport; et les émissions dues à des fuites dans l'infrastructure de transport.

Le CO₂ transporté à des fins autres que son stockage géologique dans un site de stockage agréé au titre de la directive 2009/31/CE ne fait pas partie des limites définies pour la surveillance et la déclaration des émissions de l'infrastructure de transport de CO₂. Lorsque la même infrastructure est utilisée pour le transport de CO₂ à des fins multiples, y compris pour le stockage géologique dans un site de stockage agréé au titre de la directive 2009/31/CE, d'une manière qui ne permet pas de distinguer les différents lots, l'exploitant d'une infrastructure de transport de CO₂ l'indique dans l'autorisation d'émettre des gaz à effet de serre et établit une méthode d'enregistrement et de documentation des volumes de CO₂ transportés à d'autres fins que le stockage géologique dans un site de stockage agréé au titre de la directive 2009/31/CE. L'exploitant d'une infrastructure de transport de CO₂ surveille les émissions résultant du volume total de CO₂ transporté mais déclare comme étant émise la part des émissions correspondant au volume de CO₂ transporté aux fins de son stockage géologique dans un site de stockage agréé au titre de la directive 2009/31/CE divisé par le volume total du CO₂ transporté.

B) Méthodes de quantification du CO₂

L'exploitant d'infrastructure de transport de CO₂ détermine les émissions en utilisant une des méthodes suivantes:

- a) méthode A (bilan massique global de tous les flux entrants et sortants) décrite à la sous-section B.1;
- b) méthode B (surveillance individuelle des sources d'émission) décrite à la sous-section B.2.

L'exploitant applique la méthode B, à moins qu'il puisse démontrer à l'autorité compétente que l'application de la méthode A permettra d'obtenir des résultats plus fiables et de réduire l'incertitude associée aux émissions globales grâce à l'application des meilleures techniques et connaissances disponibles au moment de l'introduction de la demande d'autorisation d'émettre des gaz à effet de serre et de l'approbation du plan de surveillance, sans pour autant entraîner de coûts excessifs. Si la méthode B est appliquée, chaque exploitant démontre de manière concluante à l'autorité compétente que l'incertitude globale associée au niveau annuel des émissions de gaz à effet de serre de son infrastructure de transport ne dépasse pas 7,5 %.

L'exploitant d'une infrastructure de transport de CO₂ qui utilise la méthode B n'ajoute pas au niveau calculé de ses émissions le CO₂ qu'il a reçu d'une autre installation ou d'une autre infrastructure de transport de CO₂ autorisée conformément à la directive 2003/87/CE, pas plus qu'il ne déduit de ce niveau calculé le CO₂ qu'il transfère à une autre installation ou une autre infrastructure de transport de CO₂ autorisée en vertu de la directive 2003/87/CE.

Au moins une fois par an, chaque exploitant d'une infrastructure de transport de CO₂ utilise la méthode A pour valider les résultats obtenus par la méthode B. Lors de cette validation, l'exploitant peut appliquer des niveaux inférieurs pour la méthode A.

B.1 Méthode A

Chaque exploitant détermine les émissions à l'aide de la formule suivante:

▼ **M5**

$$\text{Émissions [t CO}_2\text{]} = E_{\text{infrastructure de transport}} + \sum_i T_{\text{IN},i} - \sum_i T_{\text{OUT},i} - \Delta E_{\text{en transit}}$$

sachant que:

émissions = total des émissions de CO₂ de l'infrastructure de transport [t CO₂];

$E_{\text{infrastructure de transport}}$ = quantité de CO₂ [t CO₂] résultant de l'activité propre de l'infrastructure de transport, ce qui exclut les émissions ne résultant pas du CO₂ transporté, mais résultant de la combustion ou d'autres procédés fonctionnellement liés à l'infrastructure de transport, faisant l'objet d'une surveillance conformément aux sections pertinentes de l'annexe IV du présent règlement;

$T_{\text{IN},i}$ = quantité de CO₂ transférée vers l'infrastructure de transport au point d'entrée i , déterminée soit sur la base d'un ou plusieurs flux dans le cadre d'une méthode du bilan massique conformément à l'article 25, soit sur la base d'une méthode fondée sur la mesure conformément aux articles 40 à 46 et 49 du présent règlement;

$T_{\text{OUT},i}$ = quantité de CO₂ transférée depuis l'infrastructure de transport au point de sortie i , déterminée soit sur la base d'un ou plusieurs flux dans le cadre d'une méthode du bilan massique conformément à l'article 25, soit sur la base d'une méthode fondée sur la mesure conformément aux articles 40 à 46 et 49 du présent règlement;

$\Delta E_{\text{in transit}}$ = quantité de CO₂ transférée vers l'infrastructure de transport au point d'entrée i qui n'est pas transférée vers une autre installation ou une autre infrastructure de transport de CO₂ au cours de la même période de déclaration, mais dans le délai indiqué à l'article 49, paragraphe 7, du présent règlement au cours de l'année suivant la période de déclaration. Les montants correspondants ne sont pas pris en considération pour le $T_{\text{OUT},i}$ de la période de déclaration suivante.

B.2 Méthode B

Chaque exploitant détermine les émissions en tenant compte de tous les procédés émetteurs qui se déroulent dans l'installation, ainsi que des quantités de CO₂ captées et transférées vers l'infrastructure de transport, à l'aide de la formule suivante:

$$\text{Émissions [t CO}_2\text{]} = E_{\text{fugitives}} + E_{\text{purge}} + E_{\text{fuites}} + E_{\text{infrastructure de transport}}$$

sachant que:

émissions = total des émissions de CO₂ de l'infrastructure de transport [t CO₂];

$E_{\text{fugitives}}$ = quantité d'émissions fugitives [t CO₂] dues au transport de CO₂ dans l'infrastructure de transport, notamment à partir des joints, des soupapes, des stations de compression intermédiaires et des installations de stockage intermédiaires;

E_{purge} = quantité d'émissions de purge [t CO₂] dues au transport de CO₂ dans l'infrastructure de transport;

E_{fuites} = quantité de CO₂ [t CO₂] transportée dans l'infrastructure de transport, émise du fait d'une défaillance de l'un ou de plusieurs des éléments de l'infrastructure de transport;

▼ M5

$E_{\text{infrastructure de transport}}$ = quantité de CO₂ [t CO₂] résultant de l'activité propre de l'infrastructure de transport, ce qui exclut les émissions ne résultant pas du CO₂ transporté, mais résultant de la combustion ou d'autres procédés fonctionnellement liés à l'infrastructure de transport, faisant l'objet d'une surveillance conformément aux sections pertinentes de l'annexe IV du présent règlement.

B.2.1 *Émissions fugitives provenant de l'infrastructure de transport*

L'exploitant d'une infrastructure de transport de CO₂ prend en considération les émissions fugitives provenant au moins des types d'équipement suivants:

- a) joints;
- b) dispositifs de mesure;
- c) soupapes;
- d) stations de compression intermédiaires;
- e) installations de stockage intermédiaires, y compris celles montées sur des véhicules de transport de CO₂.

Au début de l'exploitation du réseau de transport et au plus tard à la fin de la première année de déclaration au cours de laquelle l'infrastructure de transport est exploitée, l'exploitant détermine des taux moyens d'émission (TE) (exprimés en g CO₂/unité de temps) par élément d'équipement et par circonstance pouvant donner lieu à des émissions fugitives. L'exploitant réexamine ces taux au moins une fois tous les cinq ans en tenant compte des meilleures techniques et connaissances disponibles.

Il calcule les émissions fugitives en multipliant le nombre d'éléments d'équipement de chaque catégorie par le taux d'émission et en additionnant les résultats obtenus pour la catégorie concernée, selon l'équation suivante:

$$\text{Fugitive Em [tCO}_2\text{]} = \left(\sum_{\text{Category}} ER \left[\text{gCO}_2 / \text{occur} \right] \cdot N_{\text{occur}} \right) / 10^6$$

Le nombre de circonstances (N_{circonst}) est le nombre d'éléments d'un équipement au sein d'une catégorie, multiplié par le nombre d'unités de temps par année.

B.2.2 *Émissions dues à des fuites*

L'exploitant d'une infrastructure de transport de CO₂ démontre l'intégrité du système en utilisant des données de température et de pression représentatives (dans l'espace et dans le temps). Si ces données indiquent qu'une fuite s'est produite, l'exploitant calcule la quantité de CO₂ qui s'est échappée par une méthode appropriée décrite dans le plan de surveillance, conformément aux lignes directrices sur les meilleures pratiques publiées par l'industrie, notamment en utilisant les écarts de température et de pression par rapport aux valeurs moyennes de température et de pression qui caractérisent l'intégrité du système.

B.2.3 *Émissions de purge*

Chaque exploitant d'une infrastructure de transport de CO₂ fait figurer dans le plan de surveillance une analyse des situations susceptibles de donner lieu à des émissions de purge, notamment pour des raisons de maintenance ou en cas d'urgence, et décrit une méthode appropriée pour calculer la quantité de CO₂ émise par purge, sur la base des lignes directrices sur les meilleures pratiques publiées par l'industrie.

▼ B**23. STOCKAGE GÉOLOGIQUE DU CO₂ DANS UN SITE DE STOCKAGE AGRÉÉ AU TITRE DE LA DIRECTIVE 2009/31/CE****A. Champ d'application****▼ M5**

L'autorité compétente définit les limites de la surveillance et de la déclaration des émissions résultant du stockage géologique du CO₂ d'après la délimitation du site et du complexe de stockage qui est indiquée dans le permis délivré au titre de la directive 2009/31/CE, ainsi que toutes les installations auxiliaires fonctionnellement raccordées au complexe de stockage, telles que les installations de stockage intermédiaires du CO₂, les stations de compression, de liquéfaction, de gazéification et de purification ou les chaudières. Lorsque des fuites sont détectées dans le complexe de stockage et donnent lieu à des émissions ou à des dégagements de CO₂ dans la colonne d'eau, l'exploitant prend immédiatement toutes les dispositions suivantes:

- a) il informe l'autorité compétente;
- b) il comptabilise la fuite comme un flux ou une source d'émission de l'installation concernée;
- c) il surveille et déclare les émissions correspondantes.

▼ B

Ce n'est que lorsque des mesures correctives au sens de l'article 16 de la directive 2009/31/CE ont été prises et que les émissions ou dégagements dans la colonne d'eau résultant de ces fuites ne sont plus détectables que l'exploitant supprime la source d'émission correspondant à ces fuites dans le plan de surveillance et cesse de surveiller et de déclarer ces émissions.

Chaque exploitant exerçant une activité de stockage géologique tient compte au minimum des différentes sources potentielles d'émission de CO₂ suivantes: consommation de combustible dans les stations de compression et les autres activités de combustion, notamment dans les centrales électriques sur place, purge lors de l'injection ou des opérations de récupération assistée des hydrocarbures, émissions fugitives lors de l'injection, dégagement de CO₂ lors des opérations de récupération assistée des hydrocarbures, et fuites.

B. Quantification des émissions de CO₂**▼ M5**

L'exploitant exerçant une activité de stockage géologique n'ajoute pas au niveau calculé de ses émissions le CO₂ reçu d'une autre installation, pas plus qu'il ne déduit de ce niveau calculé le CO₂ stocké dans des formations géologiques sur le site de stockage ou transféré à une autre installation. L'exploitant surveille les émissions de toute installation auxiliaire fonctionnellement raccordée au complexe de stockage conformément aux dispositions de la section 22 de l'annexe IV du présent règlement.

▼ B**B.1. Émissions de purge et émissions fugitives résultant de l'injection**

L'exploitant détermine les émissions de purge et les émissions fugitives comme suit:

$$\text{CO}_2 \text{ émis [t CO}_2 \text{]} = V \text{ CO}_2 \text{ [t CO}_2 \text{]} + F \text{ CO}_2 \text{ [t CO}_2 \text{]}$$

où:

V CO₂ = quantité de CO₂ émise par purge;

F CO₂ = quantité de CO₂ due aux émissions fugitives.

▼ M5

Chaque exploitant détermine V CO₂ soit sur la base d'un ou plusieurs flux dans le cadre d'une méthode du bilan massique conformément à l'article 25, soit en utilisant une méthode fondée sur la mesure conformément aux articles 41 à 46 du présent règlement. Par dérogation à la première phrase, et sous réserve de l'approbation de l'autorité compétente, lorsque l'application des méthodes de surveillance visées à la première phrase risque d'entraîner des coûts excessifs ou lorsque l'exploitant est en

▼ M5

mesure de démontrer que la méthode fondée sur les meilleures pratiques publiées par l'industrie permet de déterminer les quantités avec au moins autant de précision que les méthodes fondées sur la mesure, il peut faire figurer dans le plan de surveillance une méthode appropriée pour déterminer V CO₂ sur la base des meilleures pratiques publiées par l'industrie.

▼ B

L'exploitant considère F CO₂ comme une seule source, ce qui signifie que les exigences en matière d'incertitude qui sont associées aux niveaux indiqués à la section 1 de l'annexe VIII s'appliquent à la valeur totale et non à chaque point d'émission. Chaque exploitant fait figurer dans le plan de surveillance une analyse concernant les sources potentielles d'émissions fugitives et décrit une méthode appropriée, fondée sur les lignes directrices relatives aux meilleures pratiques publiées par l'industrie, pour calculer ou mesurer F CO₂. Pour la détermination de F CO₂, l'exploitant peut utiliser les données concernant l'installation d'injection recueillies conformément aux articles 32 à 35 et à l'annexe II, paragraphe 1.1, points e) à h), de la directive 2009/31/CE, pour autant que ces données répondent aux exigences du présent règlement.

B.2. Émissions de purge et émissions fugitives résultant des opérations de récupération assistée des hydrocarbures

▼ M5

Chaque exploitant tient compte, au minimum, des sources potentielles d'émission supplémentaires suivantes dans le cadre de la récupération assistée des hydrocarbures:

▼ B

- (a) les unités de séparation pétrole-gaz et l'installation de recyclage du gaz, au niveau desquelles des émissions fugitives de CO₂ sont possibles;
- (b) la torchère, qui peut être source d'émissions du fait de l'application de systèmes de purge positive continue et lors de la dépressurisation de l'installation d'extraction des hydrocarbures;
- (c) le système de purge du CO₂, qui a pour but d'éviter que des concentrations élevées de CO₂ ne provoquent l'extinction de la torche.

Chaque exploitant détermine les émissions fugitives ou les émissions de CO₂ résultant d'une purge conformément à la sous-section B.1 de la présente section de l'annexe IV.

Chaque exploitant détermine les émissions provenant de la torchère conformément à la sous-section D de la section 1 de la présente annexe, en tenant compte de la présence éventuelle de CO₂ intrinsèque dans le gaz de torchère conformément à l'article 48.

B.3. Fuites au niveau du complexe de stockage

Les émissions et dégagements dans la colonne d'eau sont quantifiés comme suit:

$$CO_2 \text{ émis}[tCO_2] = \sum_{T_{Fin}}^{T_{Départ}} LCO_2 [tCO_2/d]$$

où:

L CO₂ = masse de CO₂ émise ou dégagée par jour civil en raison d'une fuite, compte tenu de ce qui suit:

- (a) pour chaque jour civil durant lequel la fuite fait l'objet d'une surveillance, l'exploitant calcule L CO₂ en multipliant par 24 la moyenne de la masse émise ou dégagée par heure du fait de cette fuite [t CO₂/h];
- (b) l'exploitant détermine la masse émise ou dégagée par heure du fait de la fuite conformément aux dispositions du plan de surveillance approuvé pour le site de stockage et la fuite;
- (c) pour chaque jour civil précédant le début de la surveillance, l'exploitant considère que la masse émise ou dégagée par jour du fait de la fuite est égale à la masse émise ou dégagée par jour le premier jour de la surveillance, en veillant à éviter toute sous-estimation.

▼B

$T_{\text{début}}$ = la plus récente des dates suivantes:

- a) la dernière date à laquelle aucune émission ni aucun dégagement de CO_2 dans la colonne d'eau à partir de la source considérée n'a été signalé;
- b) la date à laquelle l'injection de CO_2 a débuté;
- c) toute autre date pour laquelle il existe des éléments propres à convaincre l'autorité compétente que l'émission ou le dégagement dans la colonne d'eau ne peut avoir débuté avant cette date.

T_{fin} = la date à partir de laquelle des mesures correctives ont été prises conformément à l'article 16 de la directive 2009/31/CE, de sorte qu'aucune émission ni aucun dégagement de CO_2 dans la colonne d'eau n'est plus détectable.

L'autorité compétente approuve et autorise l'utilisation d'autres méthodes pour quantifier les émissions ou dégagements de CO_2 dans la colonne d'eau dus à des fuites si l'exploitant lui prouve de manière concluante que ces méthodes permettent d'atteindre un degré de précision plus élevé que la méthode décrite dans la présente sous-section.

L'exploitant quantifie, pour chaque fuite, les émissions du complexe de stockage qui en résultent, avec une incertitude globale maximale de $\pm 7,5\%$ sur la période de déclaration. Si l'incertitude globale de la méthode de quantification appliquée dépasse $\pm 7,5\%$, chaque exploitant procède à l'ajustement suivant:

$$\text{CO}_{2,\text{déclaré}} [\text{t CO}_2] = \text{CO}_{2,\text{quantifié}} [\text{t CO}_2] * (1 + (\text{Incertitude}_{\text{système}} [\%]/100) - 0,075)$$

où:

$\text{CO}_{2,\text{déclaré}}$ = quantité de CO_2 à faire figurer dans la déclaration d'émissions annuelle, pour la fuite en question;

$\text{CO}_{2,\text{quantifié}}$ = quantité de CO_2 déterminée par la méthode de quantification appliquée, pour la fuite en question;

$\text{Incertitude}_{\text{système}}$ = degré d'incertitude associé à la méthode de quantification appliquée pour la fuite en question.

▼ B

ANNEXE V

▼ M4

Niveaux minimaux requis pour les méthodes fondées sur le calcul dans les installations de catégorie A visées à l'article 19, paragraphe 2, point a), et les entités de catégorie A visées à l'article 75 *sexies*, paragraphe 2, point a), et pour les facteurs de calcul concernant les combustibles marchands ordinaires utilisés dans les installations de catégorie B et C visées à l'article 19, paragraphe 2, points b) et c), et les entités de catégorie B visées à l'article 75 *sexies*, paragraphe 2, point b)

▼ C1

Tableau 1

Niveaux minimaux à appliquer pour les méthodes fondées sur le calcul dans le cas des installations de catégorie A et dans le cas des facteurs de calcul concernant les combustibles marchands ordinaires, pour toutes les installations conformément à l'article 26, paragraphe 1, point a)

Activité/type de flux	Données d'activité		Facteur d'émission (*)	Composition (teneur en carbone) (*)	Facteur d'oxydation	Facteur de conversion
	Quantité de combustible ou matière	Pouvoir calorifique inférieur				
Combustion de combustibles						
Combustibles marchands ordinaires	2	2a/2b	2a/2b	s.o.	1	s.o.
Autres combustibles gazeux et liquides	2	2a/2b	2a/2b	s.o.	1	s.o.
▼ <u>M4</u> Combustibles solides, à l'exclusion des déchets	1	2a/2b	2a/2b	s.o.	1	s.o.
Déchets	1	2a/2b	2a/2b	s.o.	1	s.o.
▼ <u>C1</u> Méthode du bilan massique pour terminaux de traitement du gaz	1	s.o.	s.o.	1	s.o.	s.o.
Torchères	1	s.o.	1	s.o.	1	s.o.
Épuration (carbonate)	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	1
Épuration (gypse)	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	1
Épuration (urée)	1	1	1	s.o.	1	s.o.
▼ <u>M5</u> Raffinage de pétrole;						
▼ <u>C1</u> Régénération des catalyseurs de craquage catalytique	1	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
Production de coke						
Bilan massique	1	s.o.	s.o.	2	s.o.	s.o.
Combustible employé pour alimenter le procédé	1	2	2	s.o.	s.o.	s.o.
Grillage et frittage de minerai métallique						
Bilan massique	1	s.o.	s.o.	2	s.o.	s.o.
Apport de carbonates	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	1
Production de fonte et d'acier						
Bilan massique	1	s.o.	s.o.	2	s.o.	s.o.
Combustible employé pour alimenter le procédé	1	2a/2b	2	s.o.	s.o.	s.o.

▼ C1

Activité/type de flux	Données d'activité		Facteur d'émission (*)	Composition (teneur en carbone) (*)	Facteur d'oxydation	Facteur de conversion
	Quantité de combustible ou matière	Pouvoir calorifique inférieur				
Production ou transformation de métaux ferreux et non ferreux, y compris d'aluminium secondaire						
Bilan massique	1	s.o.	s.o.	2	s.o.	s.o.
Émissions de procédé	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	1

▼ M5**Production d'aluminium de première fusion ou d'alumine**▼ C1

Bilan massique pour les émissions de CO ₂	1	s.o.	s.o.	2	s.o.	s.o.
Émissions de PFC (méthode des pentes)	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	s.o.
Émissions de PFC (méthode de la surtension)	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	s.o.

Production de clinker

D'après la charge du four (méthode A)	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	1
Quantité de clinker produite (méthode B)	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	1
Poussières des fours à ciment	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	s.o.
Apport de carbone non issu de carbonates	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	1

Production de chaux et calcination de dolomite et de magnésite

Carbonates (méthode A)	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	1
Autres matières entrantes	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	1
Oxydes alcalinoterreux (méthode B)	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	1

Fabrication de verre et de laine minérale

Apport de carbonates	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	s.o.
Autres matières entrantes	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	1

Fabrication de produits céramiques

Apports de carbone (méthode A)	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	1
Autres matières entrantes	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	1
Oxydes alcalinoterreux (méthode B)	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	1
Épuration	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	s.o.

▼ **C1**

Activité/type de flux	Données d'activité		Facteur d'émission (*)	Composition (teneur en carbone) (*)	Facteur d'oxydation	Facteur de conversion
	Quantité de combustible ou matière	Pouvoir calorifique inférieur				
Production de plaques de plâtre: voir combustion de combustibles						
Production de pâte à papier et de papier						
Produits chimiques d'appoint	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	s.o.
Production de noir de carbone						
Méthode du bilan massique	1	s.o.	s.o.	1	s.o.	s.o.
Production d'ammoniac						
Combustible employé pour alimenter le procédé	2	2a/2b	2a/2b	s.o.	s.o.	s.o.
Fabrication de produits chimiques organiques en vrac						
Bilan massique	1	s.o.	s.o.	2	s.o.	s.o.
Production d'hydrogène et de gaz de synthèse						
Combustible employé pour alimenter le procédé	2	2a/2b	2a/2b	s.o.	s.o.	s.o.
Bilan massique	1	s.o.	s.o.	2	s.o.	s.o.
Production de soude et de bicarbonate de sodium						
Bilan massique	1	s.o.	s.o.	2	s.o.	s.o.

▼ **M5**

Captage, transfert et stockage géologique du CO₂ dans un site de stockage agréé au titre de la directive 2009/31/CE						
Bilan massique du CO ₂ transféré	2	s.o.	s.o.	2	s.o.	s.o.
CO ₂ émis par purge, résultant de fuites ou d'émissions fugitives	2	s.o.	s.o.	2	s.o.	s.o.

▼ **C1**

(«s.o.» signifie «sans objet»)

(*) Les niveaux applicables au facteur d'émission se rapportent au facteur d'émission préliminaire et la teneur en carbone se rapporte à la teneur en carbone totale. Pour les matières mixtes, la fraction issue de la biomasse doit être déterminée séparément. Le niveau 1 correspond au niveau minimal à appliquer pour la fraction issue de la biomasse dans le cas des installations de catégorie A et dans le cas des combustibles marchands ordinaires, pour toutes les installations conformément à l'article 26, paragraphe 1, point a).

▼ **M4**

Tableau 2

Niveaux minimaux à appliquer pour les méthodes fondées sur le calcul dans le cas des entités de catégorie A et dans le cas des facteurs de calcul applicables aux combustibles marchands ordinaires des entités réglementées conformément à l'article 75 *sexies*, paragraphe 2, point a)

Type de flux de combustible	Quantité de combustible mis à la consommation	Facteur de conversion d'unité	Facteur d'émission (*)
Combustibles marchands ordinaires	2	2a/2b	2a/2b
Autres combustibles gazeux et liquides	2	2a/2b	2a/2b
Combustibles solides	1	2a/2b	2a/2b

(*) Les niveaux applicables au facteur d'émission se rapportent au facteur d'émission préliminaire. Pour les matières mixtes, la fraction issue de la biomasse est déterminée séparément. Le niveau 1 correspond au niveau minimal à appliquer pour la fraction issue de la biomasse dans le cas des entités de catégorie A et dans le cas des combustibles marchands ordinaires, pour toutes les entités réglementées conformément à l'article 75 *sexies*, paragraphe 2, point a).



ANNEXE VI

Valeurs de référence des facteurs de calcul (article 31, paragraphe 1, point a)]

1. FACTEURS D'ÉMISSION DES COMBUSTIBLES EN FONCTION DU POUVOIR CALORIFIQUE INFÉRIEUR (PCI)

Tableau 1

Facteurs d'émission des combustibles en fonction du pouvoir calorifique inférieur (PCI) et pouvoirs calorifiques inférieurs par masse de combustible.

Description du type de combustible	Facteur d'émission (t CO ₂ /TJ)	Pouvoir calorifique inférieur (TJ/Gg)	Source
Pétrole brut	73,3	42,3	LD GIEC 2006
Orimulsion	77,0	27,5	LD GIEC 2006
Liquides de gaz naturel	64,2	44,2	LD GIEC 2006
Essence automobile	69,3	44,3	LD GIEC 2006
Kérosène (autre que jet A1 ou jet A)	71,9	43,8	LD GIEC 2006
Huile de schiste	73,3	38,1	LD GIEC 2006
Gazole/Carburant diesel	74,1	43,0	LD GIEC 2006
Fioul résiduel	77,4	40,4	LD GIEC 2006
Gaz de pétrole liquéfié	63,1	47,3	LD GIEC 2006
Éthane	61,6	46,4	LD GIEC 2006
Naphta	73,3	44,5	LD GIEC 2006
Bitume	80,7	40,2	LD GIEC 2006
Lubrifiants	73,3	40,2	LD GIEC 2006
Coke de pétrole	97,5	32,5	LD GIEC 2006
Charges de raffinage du pétrole	73,3	43,0	LD GIEC 2006
Gaz de raffinerie	57,6	49,5	LD GIEC 2006
Paraffines	73,3	40,2	LD GIEC 2006
White spirit et essences spéciales	73,3	40,2	LD GIEC 2006

▼B

Description du type de combustible	Facteur d'émission (t CO ₂ /TJ)	Pouvoir calorifique inférieur (TJ/Gg)	Source
Autres produits pétroliers	73,3	40,2	LD GIEC 2006
Anthracite	98,3	26,7	LD GIEC 2006
Charbon cokéifiable	94,6	28,2	LD GIEC 2006
Autres charbons bitumineux	94,6	25,8	LD GIEC 2006
Charbon subbitumineux	96,1	18,9	LD GIEC 2006
Lignite	101,0	11,9	LD GIEC 2006
Schistes bitumineux et sables asphaltiques	107,0	8,9	LD GIEC 2006
Aggloméré de charbon	97,5	20,7	LD GIEC 2006
Coke de four et coke de lignite	107,0	28,2	LD GIEC 2006
Coke de gaz	107,0	28,2	LD GIEC 2006
Goudron de houille	80,7	28,0	LD GIEC 2006
Gaz d'usine à gaz	44,4	38,7	LD GIEC 2006
Gaz de cokerie	44,4	38,7	LD GIEC 2006
Gaz de haut fourneau	260	2,47	LD GIEC 2006
Gaz de convertisseur à l'oxygène	182	7,06	LD GIEC 2006
Gaz naturel	56,1	48,0	LD GIEC 2006
Déchets industriels	143	s.o.	LD GIEC 2006
Huiles usagées	73,3	40,2	LD GIEC 2006
Tourbe	106,0	9,76	LD GIEC 2006
Bois/déchets de bois	—	15,6	LD GIEC 2006
Autre biomasse primaire solide	—	11,6	LD GIEC 2006 (PCI uniquement)
Charbon de bois	—	29,5	LD GIEC 2006 (PCI uniquement)
Bioessence	—	27,0	LD GIEC 2006 (PCI uniquement)

▼ **B**

Description du type de combustible	Facteur d'émission (t CO ₂ /TJ)	Pouvoir calorifique inférieur (TJ/Gg)	Source
Biogazoles	—	27,0	LD GIEC 2006 (PCI uniquement)
Autres biocarburants liquides	—	27,4	LD GIEC 2006 (PCI uniquement)
Gaz de décharge	—	50,4	LD GIEC 2006 (PCI uniquement)
Gaz de boues d'épuration	—	50,4	LD GIEC 2006 (PCI uniquement)
Autres biogaz	—	50,4	LD GIEC 2006 (PCI uniquement)
Pneus usagés	85,0 ⁽¹⁾	s.o.	WBCSD CSI

▼ **M4**

Déchets municipaux (fraction non issue de la biomasse)	91,7	s.o.	LD GIEC 2006
--	------	------	--------------

▼ **B**

Monoxyde de carbone	155,2 ⁽²⁾	10,1	J. Falbe et M. Regitz, Römpp Chemie Lexikon, Stuttgart, 1995
Méthane	54,9 ⁽³⁾	50,0	J. Falbe et M. Regitz, Römpp Chemie Lexikon, Stuttgart, 1995

⁽¹⁾ Cette valeur correspond au facteur d'émission préliminaire, c'est-à-dire avant application, le cas échéant, d'une fraction issue de la biomasse.

⁽²⁾ Sur la base d'un PCI de 10,12 TJ/t.

⁽³⁾ Sur la base d'un PCI de 50,01 TJ/t.

2. FACTEURS D'ÉMISSION LIÉS AUX ÉMISSIONS DE PROCÉDÉ

Tableau 2

Facteurs d'émission stœchiométriques pour les émissions de procédé liées à la décomposition des carbonates (méthode A)

Carbonate	Facteur d'émission [t CO ₂ / t de carbonate]
CaCO ₃	0,440
MgCO ₃	0,522
Na ₂ CO ₃	0,415
BaCO ₃	0,223
Li ₂ CO ₃	0,596
K ₂ CO ₃	0,318
SrCO ₃	0,298
NaHCO ₃	0,524
FeCO ₃	0,380

▼B

Carbonate	Facteur d'émission [t CO ₂ / t de carbonate]
En règle générale	$\text{Facteur d'émission} = \frac{[M(\text{CO}_2)]}{\{Y * [M(x)] + Z * [M(\text{CO}_3^{2-})]\}}$ <p>X = métal M(x) = poids moléculaire de X en [g/mol] M(CO₂) = poids moléculaire de CO₂ en [g/mol] M(CO₃²⁻) = poids moléculaire de CO₃²⁻ en [g/mol] Y = nombre stœchiométrique de X Z = nombre stœchiométrique de CO₃²⁻</p>

Tableau 3

Facteurs d'émission stœchiométriques pour les émissions de procédé liées à la décomposition des carbonates à partir d'oxydes alcalino-terreux (méthode B)

Oxyde	Facteur d'émission [t CO ₂ / t d'oxyde]
CaO	0,785
MgO	1,092
BaO	0,287
En règle générale: X _Y O _Z	$\text{Facteur d'émission} = \frac{[M(\text{CO}_2)]}{\{Y * [M(x)] + Z * [M(\text{O})]\}}$ <p>X = métal alcalino-terreux ou alcalin M(x) = poids moléculaire de X en [g/mol] M(CO₂) = poids moléculaire de CO₂ [g/mol] M(O) = poids moléculaire de O [g/mol] Y = nombre stœchiométrique de X = 1 (pour les métaux alcalino-terreux) = 2 (pour les métaux alcalins) Z = nombre stœchiométrique de O = 1</p>

Tableau 4

Facteurs d'émission stœchiométriques pour les émissions de procédé associées à d'autres matières (production de fonte et d'acier, transformation des métaux ferreux) ⁽¹⁾

Matière entrante ou sortante	Teneur en carbone (t C/t)	Facteur d'émission (t CO ₂ /t)
Fer de réduction directe	0,0191	0,07
Électrodes de carbone pour four à arc électrique	0,8188	3,00
Carbone de charge pour four à arc électrique	0,8297	3,04
Fer aggloméré à chaud	0,0191	0,07
Gaz de convertisseur à l'oxygène	0,3493	1,28

⁽¹⁾ Lignes directrices 2006 du GIEC concernant les inventaires nationaux de gaz à effet de serre.

▼B

Matière entrante ou sortante	Teneur en carbone (t C/t)	Facteur d'émission (t CO ₂ /t)
Coke de pétrole	0,8706	3,19
Fonte	0,0409	0,15
Fer / ferraille	0,0409	0,15
Acier / ferraille d'acier	0,0109	0,04

Tableau 5

Facteurs d'émission stœchiométriques pour les émissions de procédé associées à d'autres matières (produits chimiques organiques en vrac) ⁽¹⁾

Substances	Teneur en carbone (t C/t)	Facteur d'émission (t CO ₂ / t)
Acétonitrile	0,5852	2,144
Acrylonitrile	0,6664	2,442
Butadiène	0,888	3,254
Noir de carbone	0,97	3,554
Éthylène	0,856	3,136
Dichlorure d'éthylène	0,245	0,898
Éthylène-glycol	0,387	1,418
Oxyde d'éthylène	0,545	1,997
Cyanure d'hydrogène	0,4444	1,628
Méthanol	0,375	1,374
Méthane	0,749	2,744
Propane	0,817	2,993
Propylène	0,8563	3,137
Chlorure de vinyle monomère	0,384	1,407

⁽¹⁾ Lignes directrices 2006 du GIEC concernant les inventaires nationaux de gaz à effet de serre.

▼B3. POTENTIELS DE RÉCHAUFFEMENT PLANÉTAIRE DES GAZ À EFFET DE SERRE AUTRES QUE LE CO₂**▼M1***Tableau 6***Potentiels de réchauffement planétaire**

Gaz	Potentiel de réchauffement planétaire
N ₂ O	265 t CO _{2(e)} /t N ₂ O
CF ₄	6 630 t CO _{2(e)} /t CF ₄
C ₂ F ₆	11 100 t CO _{2(e)} /t C ₂ F ₆

▼B

ANNEXE VII

Fréquence minimale des analyses (article 35)

Combustible/matière	Fréquence minimale des analyses
Gaz naturel	Au moins hebdomadaire
▼ <u>M5</u> CO ₂ transféré	Au moins hebdomadaire
Effluents gazeux aux fins de l'article 43, paragraphe 4	Toutes les 50 000 tonnes de CO ₂ total, mais au moins une fois par mois
▼ <u>B</u> Autres gaz, notamment gaz de synthèse et gaz de procédé (mélange de gaz de raffinerie, gaz de cokerie, gaz de haut fourneau, gaz de convertisseur, gaz de gisement de pétrole et de gaz)	Au moins journalière, selon des procédures appropriées aux différents moments de la journée
Fioul (léger, moyen, lourd, bitume)	Toutes les 20 000 tonnes de combustible, et au moins six fois par an
Charbon, charbon cokéifiable, coke, coke de pétrole, tourbe	Toutes les 20 000 tonnes de combustible/matière, et au moins six fois par an
Autres combustibles	Toutes les 10 000 tonnes de combustible, et au moins quatre fois par an
Déchets solides non traités (déchets fossiles purs ou mélange de déchets issus de la biomasse et de déchets fossiles)	Toutes les 5 000 tonnes de déchets, et au moins quatre fois par an
Déchets liquides, déchets solides pré-traités	Toutes les 10 000 tonnes de déchets, et au moins quatre fois par an
Minéraux carbonés (y compris calcaire et dolomite)	Toutes les 50 000 tonnes de matières, et au moins quatre fois par an
Argiles et schistes	Quantités de matières correspondant à 50 000 tonnes de CO ₂ , et au moins quatre fois par an
Autres matières (produit primaire, intermédiaire et final)	Suivant le type de matière et la variation, quantités de matières correspondant à 50 000 tonnes de CO ₂ , et au moins quatre fois par an.



ANNEXE VIII

Méthodes fondées sur la mesure (article 41)

1. DÉFINITION DES NIVEAUX APPLICABLES POUR LES MÉTHODES FONDÉES SUR LA MESURE

Les méthodes fondées sur la mesure sont approuvées pour les niveaux correspondant aux incertitudes maximales tolérées ci-après qui sont associées aux émissions horaires annuelles moyennes calculées à l'aide de l'équation 2 figurant dans la section 3 de la présente annexe.

Tableau 1

Niveaux applicables pour les SMCE (incertitude maximale tolérée pour chaque niveau)

Dans le cas du CO₂, l'incertitude doit être appliquée à la quantité totale de CO₂ mesurée. Lorsque la fraction issue de la biomasse est déterminée à l'aide d'une méthode fondée sur la mesure, la même définition de niveau que pour le CO₂ doit être appliquée à la fraction issue de la biomasse.

	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Niveau 4
Sources d'émission de CO ₂	± 10 %	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %
Sources d'émission de N ₂ O	± 10 %	± 7,5 %	± 5 %	S.O.
Transfert de CO ₂	± 10 %	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %

2. NIVEAUX MINIMAUX REQUIS POUR LES INSTALLATIONS DE CATÉGORIE A

Tableau 2

Niveaux minimaux à appliquer pour les méthodes fondées sur le calcul dans le cas des installations de catégorie A conformément à l'article 41, paragraphe 1, point a)

Gaz à effet de serre	Niveau minimal requis
CO ₂	2
N ₂ O	2

3. DÉTERMINATION DES ÉMISSIONS DE GES PAR DES MÉTHODES FONDÉES SUR LA MESURE

Équation 1: calcul des émissions annuelles conformément à l'article 43, paragraphe 1:

$$GES\dot{E}m_{totales} [t] = \sum_{i=1}^{HeuresExp} GHGconc_{horaire,i} \cdot V_{horaire,i} \cdot 10^{-6} [t/g]$$

Équation 2: détermination des émissions horaires moyennes:

$$GES\dot{E}m_{moyenne} [kg/h] = \frac{GES\dot{E}m_{totales}}{HeuresExp} \cdot 10^3 [kg/t]$$

Équation 2a: Détermination de la concentration horaire moyenne de GES aux fins de la déclaration conformément au point 9 b), de l'annexe X, section 1:

$$GES\ conc_{moyenne} [g/Nm^3] = \frac{GES\ \dot{E}m_{totales}}{HeuresExp \sum_{i=1} V_{horaire,i}} \cdot 10^6 [g/t]$$

▼ B

Équation 2b: Détermination du débit horaire moyen des effluents gazeux aux fins de la déclaration conformément au point 9 b), de l'annexe X, section 1:

$$\text{Débit}_{\text{moyen}} [\text{Nm}^3/\text{h}] = \frac{\sum_{i=1}^{\text{HeuresExp}} V_{\text{horaire}, i}}{\text{HeuresExp}}$$

Équation 2c: Calcul des émissions annuelles aux fins de la déclaration annuelle d'émissions conformément au point 9 b), de l'annexe X, section 1:

$$\text{GES } \dot{E}m_{\text{totales}} [t] = \text{GES} \cdot \text{Débit}_{\text{moyen}} \cdot \text{HeuresExp} \cdot 10^{-6} [t/g]$$

Les abréviations suivantes sont utilisées dans les équations 1 à 2c:

L'indice i fait référence à l'heure d'exploitation considérée. Lorsqu'un exploitant utilise des périodes de référence plus courtes conformément à l'article 44, paragraphe 1, cette période de référence est utilisée au lieu des heures pour ces calculs.

$\text{GES } \dot{E}m_{\text{totales}}$ = total des émissions annuelles de GES en tonnes

$\text{GES } \text{conc}_{\text{horaire}, i}$ = concentration horaire des émissions de GES en g/Nm^3 dans les effluents gazeux, mesurée lorsque l'installation est en service pendant l'heure i ;

$V_{\text{horaire}, i}$ = volume des effluents gazeux en Nm^3 pendant l'heure i (c'est-à-dire, débit intégré sur une heure ou une période de référence plus courte);

$\text{GES } \dot{E}m_{\text{moyennes}}$ = moyenne horaire annuelle des émissions de la source, en kg/h ;

HeuresExp = nombre total d'heures pour lequel la méthode fondée sur la mesure est appliquée, y compris les heures pour lesquelles des données ont été substituées conformément à l'article 45, paragraphes 2 à 4;

$\text{GES } \text{conc}_{\text{moyenne}}$ = concentration horaire moyenne annuelle des émissions de GES en g/Nm^3 ;

$\text{Débit}_{\text{moyen}}$ = débit moyen annuel des effluents gazeux en Nm^3/h

4. CALCUL DE LA CONCENTRATION PAR MESURE INDIRECTE DE LA CONCENTRATION

Équation 3: Calcul de la concentration

$$\text{GES concentration} [\%] = 100\% - \sum_i \text{Concentration du constituant } i [\%]$$

5. SUBSTITUTION DES DONNÉES DE CONCENTRATION MANQUANTES DANS LE CAS DES MÉTHODES FONDÉES SUR LA MESURE

Équation 4: Substitution des données manquantes dans le cas des méthodes fondées sur la mesure

$$C_{\text{subst}}^* = \bar{C} + 2\sigma_{-}$$

où:

\bar{C} = moyenne arithmétique de la concentration du paramètre considéré sur toute la période de déclaration, ou, en cas de circonstances particulières lors de la perte des données, sur une période appropriée tenant compte de ces circonstances;

σ_{-} = meilleure estimation de l'écart-type de la concentration du paramètre considéré sur toute la période de déclaration, ou, en cas de circonstances particulières lors de la perte des données, sur une période appropriée tenant compte de ces circonstances.

▼ **M4**

ANNEXE IX

Données et informations minimales à conserver en application de l'article 67, paragraphe 1

Les exploitants, les exploitants d'aéronefs et les entités réglementées conservent une trace des éléments suivants, au minimum:

1. ÉLÉMENTS COMMUNS AUX INSTALLATIONS, AUX EXPLOITANTS D'AÉRONEFS ET AUX ENTITÉS RÉGLEMENTÉES

- 1) le plan de surveillance approuvé par l'autorité compétente;
- 2) les documents justifiant le choix de la méthode de surveillance ainsi que les documents justifiant les changements temporaires ou permanents concernant la méthode de surveillance et, le cas échéant, les niveaux de méthode approuvés par l'autorité compétente;
- 3) toutes les mises à jour des plans de surveillances notifiés à l'autorité compétente conformément à l'article 15, ainsi que les réponses de l'autorité compétente;
- 4) toutes les procédures écrites mentionnées dans le plan de surveillance, y compris, le cas échéant, le plan d'échantillonnage, et les procédures applicables aux activités de gestion du flux de données et aux activités de contrôle;
- 5) la liste de toutes les versions utilisées du plan de surveillance et de toutes les procédures connexes;
- 6) les documents définissant les responsabilités en matière de surveillance et de déclaration;
- 7) le cas échéant, l'évaluation des risques effectuée par l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef;
- 8) les rapports relatifs aux améliorations apportées, conformément à l'article 69;
- 9) la déclaration d'émissions annuelle vérifiée;
- 10) le rapport de vérification;
- 11) toute autre information jugée nécessaire pour vérifier la déclaration d'émissions annuelle.

2. ► **M5 ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES POUR LES INSTALLATIONS FIXES: ◀**

- 1) l'autorisation d'émettre des gaz à effet de serre et toute mise à jour de celle-ci;
- 2) le cas échéant, les évaluations de l'incertitude;
- 3) si des méthodes fondées sur le calcul sont appliquées dans les installations:
 - a) les données d'activité servant à calculer les émissions pour chaque flux, classées par procédé et par type de combustible ou de matière;
 - b) la liste de toutes les valeurs par défaut utilisées comme facteurs de calcul, le cas échéant;
 - c) l'ensemble des résultats des échantillonnages et des analyses effectués pour déterminer les facteurs de calcul;
 - d) les documents relatifs à toutes les procédures inefficaces qui ont été corrigées ainsi qu'aux mesures correctives prises conformément à l'article 64;
 - e) les résultats des opérations d'étalonnage et de maintenance des instruments de mesure.

▼ M4

- 4) Si des méthodes fondées sur la mesure sont appliquées dans les installations, les éléments supplémentaires suivants:
 - a) les documents justifiant le choix d'une méthode fondée sur la mesure;
 - b) les données utilisées pour effectuer l'analyse d'incertitude concernant les émissions de chaque source, classées par procédé;
 - c) les données utilisées pour corroborer les calculs et les résultats de ceux-ci;
 - d) la description technique détaillée du système de mesure continue et les documents prouvant l'agrément délivré par l'autorité compétente;
 - e) les données brutes et agrégées fournies par le système de mesure continue, y compris les documents attestant de l'évolution du système, et le carnet de bord concernant les essais, les immobilisations, les étalonnages, l'entretien et la maintenance;
 - f) les documents faisant état des modifications apportées au système de mesure continue;
 - g) les résultats des opérations d'étalonnage et de maintenance des instruments de mesure;
 - h) le cas échéant, le modèle de bilan massique ou énergétique utilisé pour déterminer les données de remplacement conformément à l'article 45, paragraphe 4, ainsi que les hypothèses sous-jacentes;
- 5) si une méthode alternative au sens de l'article 22 est appliquée, toutes les données nécessaires pour déterminer les émissions correspondant aux sources et aux flux pour lesquels cette méthode est appliquée, ainsi que les variables représentatives des données d'activité, des facteurs de calcul et des autres paramètres dont il serait fait état dans le cadre d'une méthode par niveaux;
- 6) ► M5 dans le cas de la production d'aluminium primaire ou d'alumine, les éléments supplémentaires suivants: ◀
 - a) les documents attestant les résultats des campagnes de mesure réalisées aux fins de la détermination des facteurs d'émission spécifiques de l'installation pour le CF₄ et le C₂F₆;
 - b) les documents attestant les résultats de la détermination de l'efficacité de collecte des émissions fugitives;
 - c) toutes les données utiles relatives à la production d'aluminium primaire, à la fréquence et à la durée des effets d'anode ou à la surtension de l'effet d'anode;
- 7) pour les activités de captage, de transport et de stockage géologique du CO₂, le cas échéant, les éléments supplémentaires suivants:
 - a) les documents attestant la quantité de CO₂ injectée dans le complexe de stockage par les installations assurant le stockage géologique du CO₂;

▼ M5

- b) les données de pression et de température relatives à l'infrastructure de transport, agrégées de façon représentative;

▼ M4

- c) une copie du permis de stockage, y compris le plan de surveillance approuvé, conformément à l'article 9 de la directive 2009/31/CE;
- d) le cas échéant, les informations communiquées en application de l'article 14 de la directive 2009/31/CE;
- e) les rapports relatifs aux résultats des inspections effectuées conformément à l'article 15 de la directive 2009/31/CE;

▼ M4

- f) les documents attestant les mesures correctives prises en application de l'article 16 de la directive 2009/31/CE;

▼ M5

- 8) Pour le CO₂ chimiquement lié de manière permanente, le cas échéant, les éléments supplémentaires suivants:
 - a) les documents attestant la quantité de CO₂ chimiquement liée de façon permanente;
 - b) les types de produits auxquels le CO₂ était chimiquement lié, leurs quantités produites et leurs utilisations respectives;

▼ M4

3. ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES POUR LES ACTIVITÉS AÉRIENNES

- 1) la liste des aéronefs possédés en propre, pris ou mis en location, et les preuves nécessaires de l'exhaustivité de cette liste; pour chaque aéronef, la date d'arrivée dans la flotte de l'exploitant d'aéronef et la date à laquelle il en sort;
- 2) la liste des vols couverts pour chaque période de déclaration, y compris, pour chaque vol, l'indicatif OACI des deux aéroports, et les preuves nécessaires de l'exhaustivité de cette liste;
- 3) les données utilisées pour déterminer la consommation de carburant et les émissions;

▼ M5

- 4) Aux fins de la surveillance des émissions, la documentation relative à la méthode prévue en cas de lacunes dans les données, le cas échéant, le nombre de vols pour lesquels des lacunes dans les données ont été constatées, les données utilisées pour combler les lacunes éventuellement constatées, et, lorsque le nombre de vols pour lesquels les données manquantes dépassaient 5 % des vols signalés, les raisons des données manquantes ainsi que la documentation des mesures correctives prises;
- 5) aux fins de la surveillance et de la déclaration des effets hors CO₂ de l'aviation, toutes les données surveillées par l'exploitant d'aéronef conformément à l'article 56 *ter*, paragraphe 2, du présent règlement, lorsqu'elles sont utilisées pour calculer le CO₂(e) par vol conformément à la méthode visée à l'article 56 *bis* du présent règlement;
- 6) aux fins de la surveillance des effets hors CO₂ de l'aviation et lorsque l'exploitant d'aéronef n'utilise pas NEATS, le nombre de vols pour lesquels des lacunes dans les données ont été constatées et les valeurs par défaut appropriées utilisées conformément à l'annexe III *bis*, section 5, et à l'annexe III *ter* du présent règlement pour combler les lacunes constatées.

▼ M4

4. ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES POUR LES ENTITÉS RÉGLEMENTÉES

- 1) la liste des flux de combustibles pour chaque période de déclaration et les preuves nécessaires de l'exhaustivité de cette liste, y compris la catégorisation des flux de combustibles;
- 2) les moyens par lesquels les combustibles au sens de ► C3 l'article 3, point af), de la directive 2003/87/CE ◀ sont mis à la consommation et, le cas échéant, les types de consommateurs intermédiaires, lorsque cela n'entraîne pas de charge administrative disproportionnée;
- 3) le type d'utilisation finale, y compris le code FRC pertinent des secteurs finaux dans lesquels le combustible au sens de ► C3 l'article 3, point af), de la directive 2003/87/CE ◀ est consommé, au niveau d'agrégation disponible;

▼M4

- 4) les données pertinentes utilisées pour déterminer les quantités de combustibles mis à la consommation pour chaque flux de combustible;
- 5) la liste de toutes les valeurs par défaut utilisées comme facteurs de calcul, le cas échéant;
- 6) le facteur de champ d'application pour chaque flux de combustible, y compris un recensement de chaque secteur de consommation finale et toutes les données sous-jacentes pertinentes aux fins de ce recensement;
- 7) les niveaux applicables, y compris les justifications des divergences par rapport aux niveaux requis;
- 8) l'ensemble des résultats des échantillonnages et des analyses effectués pour déterminer les facteurs de calcul;
- 9) les documents relatifs à toutes les procédures inefficaces qui ont été corrigées ainsi qu'aux mesures correctives prises conformément à l'article 64;
- 10) les résultats des opérations d'étalonnage et de maintenance des instruments de mesure;
- 11) la liste des installations pour lesquelles le combustible au sens de **►C3** l'article 3, point af), de la directive 2003/87/CE **◄** est mis à la consommation, y compris les noms, l'adresse, le numéro d'autorisation et les quantités de combustibles mis à la consommation fournies à ces installations pendant les périodes de déclaration.

▼ B

ANNEXE X

Contenu minimal des rapports annuels (article 68, paragraphe 3)1. ► **M5** DÉCLARATIONS D'ÉMISSIONS ANNUELLES DES INSTALLATIONS FIXES ◀

La déclaration d'émissions annuelle d'une installation contient au minimum les informations suivantes:

▼ M4

- (1) les données d'identification de l'installation, conformément à l'annexe IV de la directive 2003/87/CE, ainsi que le numéro d'autorisation de l'installation qui lui a été spécialement attribué, sauf pour les installations d'incinération de déchets municipaux;

▼ B

- (2) le nom et l'adresse du vérificateur de la déclaration;
- (3) l'année de déclaration;
- (4) la référence et le numéro de version du dernier plan de surveillance approuvé et la date à partir de laquelle il est applicable, ainsi que la référence et le numéro de version de tous les autres plans de surveillance pertinents pour l'année de déclaration;
- (5) les modifications importantes intervenues dans les activités d'une installation, ainsi que les divergences temporaires constatées, au cours de la période de déclaration, par rapport au plan de surveillance approuvé par l'autorité compétente, y compris les changements temporaires ou permanents de niveaux, les raisons de ces changements, la date de mise en œuvre des changements, ainsi que la date de début et de fin des changements temporaires;
- (6) des informations sur toutes les sources et tous les flux d'émission, comprenant au moins:

▼ M5

- a) les émissions totales exprimées en t CO₂(e), y compris le CO₂ provenant de flux de biomasse qui ne sont pas conformes à l'article 38, paragraphe 5, du présent règlement, ou de flux de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé qui ne sont pas conformes à l'article 39 *bis*, paragraphe 3, du présent règlement, ou de flux de carburants de synthèse à faible teneur en carbone qui ne sont pas conformes à l'article 39 *bis*, paragraphe 4, du présent règlement;

▼ B

- b) en cas d'émission de gaz à effet de serre autres que le CO₂, les émissions totales exprimées en t;
- c) le choix de la méthode de mesure ou de la méthode de calcul visées à l'article 21;
- d) les niveaux appliqués;
- e) les données d'activité:
- i) pour les carburants, la quantité de carburant (exprimée en tonnes ou en Nm³) et le pouvoir calorifique inférieur (GJ/t ou GJ/Nm³) indiqués séparément;
- ii) pour tous les autres flux, la quantité exprimée en tonnes ou en Nm³;

▼ M5

- f) les facteurs d'émission, exprimés conformément aux exigences définies à l'article 36, paragraphe 2, du présent règlement; la fraction issue de la biomasse; la fraction issue de la biomasse dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro, la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé, la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro, la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone, la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro et les facteurs d'oxydation et de conversion, exprimés sous la forme de fractions adimensionnelles;

▼ B

- g) lorsque les facteurs d'émission des combustibles sont exprimés en fonction de la masse ou du volume et non de l'énergie, les valeurs déterminées conformément à l'article 26, paragraphe 5, pour le pouvoir calorifique inférieur de chaque flux;

▼ M4

- h) lorsqu'un flux est un type de déchet, les codes de déchets correspondants conformément à la décision 2014/955/UE de la Commission ⁽¹⁾;

▼ M5

- (7) lorsque la méthode du bilan massique est appliquée, le débit massique et la teneur en carbone de chaque flux entrant et sortant de l'installation; la fraction issue de la biomasse, la fraction issue de la biomasse dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro, la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé, la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro, la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone, la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro et le pouvoir calorifique inférieur, le cas échéant;

▼ B

- (8) des informations à déclarer pour mémoire, comprenant au moins:

▼ M5

- a) les quantités de biomasse et de biomasse dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro brûlées ou les quantités de carburants renouvelables d'origine non biologique ou carburants à base de carbone recyclé et de carburants renouvelables d'origine non biologique ou carburants à base de carbone recyclé dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro brûlées, ou les quantités de carburants de synthèse à faible teneur en carbone et de carburants de synthèse à faible teneur en carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro brûlées, exprimées en TJ, ou employées dans des procédés, exprimées en t ou en Nm₃;
- b) les émissions de CO₂ provenant de la biomasse et de la biomasse dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro ou les émissions provenant de carburants renouvelables d'origine non biologique ou carburants à base de carbone recyclé et de carburants renouvelables d'origine non biologique ou carburants à base de carbone recyclé dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro, ou les émissions provenant de carburants de synthèse à faible teneur en carbone et de carburants de synthèse à faible teneur en carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro exprimées en t CO₂, si les émissions sont déterminées par une méthode fondée sur la mesure;
- c) une variable représentative du pouvoir calorifique inférieur des flux de biomasse, de carburants renouvelables d'origine non biologique ou carburants à base de carbone recyclé ou de carburants de synthèse à faible teneur en carbone utilisés comme combustibles, le cas échéant;
- d) les émissions, les quantités et la valeur énergétique des combustibles issus de la biomasse et des bioliquides brûlés, des carburants renouvelables d'origine non biologique ou carburants à base de carbone recyclé brûlés ou des carburants de synthèse à faible teneur en carbone brûlés, exprimées en t et en TJ, et des informations indiquant si les combustibles issus de la biomasse, les bioliquides, les carburants renouvelables d'origine non biologique ou carburants à base de carbone recyclé ou les carburants de synthèse à faible teneur en carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro sont conformes à l'article 38, paragraphe 5, à l'article 39 *bis*, paragraphe 3, ou à l'article 39 *bis*, paragraphe 4, du présent règlement;
- e) si l'article 49 ou 50 du présent règlement s'applique, le CO₂ ou le N₂O transféré vers une installation ou reçu d'une installation ainsi que tout CO₂ en transit, exprimé en t CO₂(e);

▼ B

- f) si l'article 48 s'applique, le CO₂ intrinsèque transféré vers une installation ou reçu d'une installation, exprimé en t CO₂;
- g) le cas échéant, le nom de l'installation et son code d'identification tel que reconnu conformément aux actes adoptés en vertu de l'article 19, paragraphe 3, de la directive 2003/87/CE:
- i) de la ou des installations vers lesquelles le CO₂ ou le N₂O est transféré conformément aux lettres e) et f) du présent point 8;

⁽¹⁾ Décision 2014/955/UE de la Commission du 18 décembre 2014 modifiant la décision 2000/532/CE établissant la liste des déchets, conformément à la directive 2008/98/CE du Parlement européen et du Conseil (JO L 370 du 30.12.2014, p. 44).

▼ B

- ii) de la ou des installations à partir desquelles le CO₂ ou le N₂O est transféré conformément aux lettres e) et f) du présent point 8;

lorsque cette installation ne dispose pas d'un tel code d'identification, le nom et l'adresse de l'installation, ainsi que les coordonnées d'une personne à contacter, sont fournis.

- h) la quantité transférée de CO₂ issu de la biomasse, exprimée en t CO₂;

▼ M5

- i) la quantité de CO₂ chimiquement lié à un produit au sens de l'article 49 *bis*, paragraphe 1, du présent règlement, exprimée en t CO₂;
- j) les types et quantités de produits obtenus auxquels du CO₂ était chimiquement lié au sens de l'article 49 *bis*, paragraphe 1, du présent règlement, exprimés en t de produit;

▼ B

- (9) lorsqu'une méthode de mesure est appliquée:

- a) les cas où le CO₂ est mesuré sous la forme des émissions annuelles de CO₂ d'origine fossile et des émissions annuelles de CO₂ résultant de l'utilisation de la biomasse;
- b) les heures d'exploitation du système de mesure continue des émissions (SMCE), les concentrations mesurées de gaz à effet de serre et le débit des effluents gazeux, exprimés en moyenne horaire annuelle et en valeur totale annuelle;

▼ M5

- c) le cas échéant, une variable représentative de la valeur énergétique des combustibles et matières fossiles et de la biomasse utilisée en tant que carburants et matières ainsi que des carburants renouvelables d'origine non biologique ou carburants à base de carbone recyclé ou des carburants de synthèse à faible teneur en carbone;

▼ B

- (10) lorsqu'une méthode alternative au sens de l'article 22 est appliquée, toutes les données nécessaires pour déterminer les émissions correspondant aux sources et aux flux pour lesquels cette méthode est appliquée, ainsi que les variables représentatives des données d'activité, des facteurs de calcul et des autres paramètres dont il serait fait état dans le cadre d'une méthode par niveaux;
- (11) si des lacunes dans les données ont été constatées et comblées par des données de remplacement conformément à l'article 66, paragraphe 1:
- a) le flux ou la source d'émission concernés par chaque lacune dans les données;
 - b) les raisons de chaque lacune dans les données;
 - c) les dates et heures de début et de fin de chaque lacune dans les données;
 - d) les émissions calculées sur la base des données de remplacement;
 - e) lorsque la méthode d'estimation des données de remplacement n'a pas encore été incluse dans le plan de surveillance, une description détaillée de la méthode d'estimation et des éléments prouvant que la méthode utilisée n'entraîne pas une sous-estimation des émissions pour la période considérée;
- (12) tout autre changement intervenu dans l'installation au cours de la période de déclaration et ayant une incidence sur les émissions de gaz à effet de serre de cette installation au cours de la période de déclaration;
- (13) le cas échéant, le niveau de production d'aluminium primaire, la fréquence et la durée moyenne des effets d'anode pendant la période de déclaration, ou les données relatives à la surtension de l'effet d'anode pendant la période de déclaration, ainsi que les résultats de la détermination la plus récente des facteurs d'émission spécifiques de l'installation pour le CF₄ et le C₂F₆, conformément à l'annexe IV, et de la détermination la plus récente de l'efficacité de collecte des conduites.

Les émissions d'une même installation qui proviennent de plusieurs sources ou flux relevant du même type d'activité peuvent être déclarées sous forme agrégée pour le type d'activité concerné.

▼B

En cas de changement de niveau au cours d'une période de déclaration, l'exploitant calcule et déclare les émissions séparément pour les différentes parties de la période de déclaration dans des sections distinctes de la déclaration annuelle.

Les exploitants de sites de stockage de CO₂ peuvent, après la fermeture d'un site de stockage conformément à l'article 17 de la directive 2009/31/CE, utiliser une déclaration d'émissions simplifiée contenant au minimum les éléments énumérés aux points 1 à 5, à condition que l'autorisation d'émettre des gaz à effet de serre n'indique pas de source d'émission.

2. DÉCLARATION D'ÉMISSIONS ANNUELLE DES EXPLOITANTS D'AÉRONEFS

La déclaration d'émissions d'un exploitant d'aéronef contient au minimum les informations suivantes:

- (1) les données identifiant l'exploitant d'aéronef précisées à l'annexe IV de la directive 2003/87/CE et l'indicatif d'appel ou tout autre identifiant unique utilisé aux fins du contrôle du trafic aérien, ainsi que les coordonnées utiles;
- (2) le nom et l'adresse du vérificateur de la déclaration;
- (3) l'année de déclaration;
- (4) la référence et le numéro de version du dernier plan de surveillance approuvé et la date à partir de laquelle il est applicable, ainsi que la référence et le numéro de version de tous les autres plans de surveillance pertinents pour l'année de déclaration;
- (5) les changements importants en ce qui concerne les opérations et les divergences par rapport au plan de surveillance approuvé, durant la période de déclaration;
- (6) les numéros d'identification des aéronefs et les types d'aéronefs que l'exploitant d'aéronef a utilisés pendant la période couverte par la déclaration pour mener les activités aériennes visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE;
- (7) le nombre total de vols par paire d'États couverts par la déclaration;

▼M5

- (8) la masse de carburant pur (en tonnes) par type de carburant et par paire d'États, y compris des informations sur tous les éléments suivants:
 - a) le carburant d'aviation de substitution a-t-il un facteur d'émission considéré comme égal à zéro conformément à l'article 54 *quater* du présent règlement;
 - b) le carburant est-il un carburant d'aviation admissible;
 - c) pour les carburants d'aviation admissibles, le type de carburant au sens de l'article 3 *quater*, paragraphe 6, de la directive 2003/87/CE;
- (9) les émissions totales de CO₂ en tonnes de CO₂, en utilisant le facteur d'émission préliminaire ainsi que le facteur d'émission, ventilées par État membre de départ et d'arrivée;

▼B

- (10) si les émissions sont calculées à l'aide d'un facteur d'émission ou d'une teneur en carbone exprimée en masse ou en volume, les variables représentatives pour le pouvoir calorifique inférieur du combustible;

▼ B

- (11) si des lacunes dans les données ont été constatées et comblées par des données de remplacement conformément à l'article 66, paragraphe 2:
- a) le nombre de vols exprimé en pourcentage des vols annuels (arrondi au dixième de pourcentage le plus proche) pour lesquels des lacunes dans les données ont été constatées; et les circonstances et les raisons des lacunes;
 - b) la méthode d'estimation appliquée pour déterminer les données de remplacement;
 - c) les émissions calculées sur la base des données de remplacement;

▼ M5

- (12) informations mentionnées pour mémoire:
- a) les quantités de carburants d'aviation de substitution utilisées au cours de l'année de déclaration (en tonnes) énumérées par type de carburant, et la conformité ou non de ces carburants avec l'article 54 *quater* du présent règlement;
 - b) le pouvoir calorifique inférieur des autres carburants;

▼ M4

- (12 *bis*) la quantité totale de carburants d'aviation admissibles utilisés au cours de l'année de déclaration (en tonnes) par type de carburant au sens de l'article 3 *quater*, paragraphe 6, de la directive 2003/87/CE;

▼ M5

- (13) En annexe à la déclaration d'émissions annuelle, l'exploitant d'aéronef indique les émissions annuelles et le nombre annuel de vols par paire d'aérodromes. Le cas échéant, la quantité de carburant d'aviation de substitution et de carburant d'aviation admissible (en tonnes) est indiquée par paire d'aérodromes. À la demande de l'exploitant, l'autorité compétente traite ces informations de façon confidentielle.

2 bis. DÉCLARATIONS ANNUELLES DES EFFETS HORS CO₂ DE L'AVIATION PAR LES EXPLOITANTS D'AÉRONEFS

En ce qui concerne les effets hors CO₂ de l'aviation, la déclaration séparée visée à l'article 68, paragraphe 5, du présent règlement contient au moins les informations suivantes:

- (1) les données identifiant l'exploitant d'aéronef et l'indicatif d'appel ou tout autre identifiant unique utilisé aux fins du contrôle du trafic aérien, ainsi que les coordonnées utiles;
- (2) le nom et l'adresse du vérificateur de la déclaration;
- (3) l'année de déclaration;
- (4) la référence et le numéro de version du dernier plan de surveillance approuvé et la date à partir de laquelle il est applicable, ainsi que la référence et le numéro de version de tous les autres plans de surveillance pertinents pour l'année de déclaration;
- (5) les changements importants en ce qui concerne les opérations et les divergences par rapport au plan de surveillance approuvé, durant la période de déclaration;

▼ M5

- (6) les numéros d'identification des aéronefs et les types d'aéronefs que l'exploitant d'aéronef a utilisés pendant la période couverte par la déclaration pour mener les activités aériennes visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE;
- (7) le nombre total de vols par paire d'États couverts par la déclaration;
- (8) la somme des CO₂(e) des vols surveillés de l'exploitant d'aéronef par paire d'aérodromes, exprimée dans les unités de mesure climatiques prévues à l'article 56 *bis*, paragraphe 2, du présent règlement;
- (9) un tableau XML contenant, par vol et tel que défini à l'annexe III *bis*, section 1, du présent règlement, les informations de vol, le type d'aéronef, l'identifiant du moteur et le CO₂(e), exprimé dans les unités de mesure climatiques prévues à l'article 56 *bis*, paragraphe 2, du présent règlement;
- (10) si l'exploitant d'aéronef n'utilise pas NEATS pour calculer le CO₂(e) mais possède des outils informatiques tels que visés à l'article 56 *bis*, paragraphe 7, point b), du présent règlement, ou utilise ceux de tiers, une description de la manière dont l'efficacité est appliquée dans ces outils, conformément au présent règlement et à NEATS, pour affiner le PRP. Si l'efficacité n'a pas été appliquée dans les outils, l'exploitant d'aéronef fournit une description expliquant les raisons de cette non-application.

▼ M4

4. DÉCLARATIONS D'ÉMISSIONS ANNUELLES DES ENTITÉS RÉGLEMENTÉES

La déclaration d'émissions annuelle d'une entité réglementée contient au minimum les informations suivantes:

- 1) les données d'identification de l'entité réglementée, conformément à l'annexe IV de la directive 2003/87/CE, ainsi que le numéro d'autorisation d'émettre des gaz à effet de serre qui lui a été spécialement attribué;
- 2) le nom et l'adresse du vérificateur de la déclaration;
- 3) l'année de déclaration;
- 4) la référence et le numéro de version du dernier plan de surveillance approuvé et la date à partir de laquelle il est applicable, ainsi que la référence et le numéro de version de tous les autres plans de surveillance pertinents pour l'année de déclaration;
- 5) les modifications importantes intervenues dans les activités de l'entité réglementée, ainsi que les divergences temporaires constatées, au cours de la période de déclaration, par rapport au plan de surveillance approuvé par l'autorité compétente, y compris les changements temporaires ou permanents de niveaux, les raisons de ces changements, la date de mise en œuvre des changements, ainsi que la date de début et de fin des changements temporaires;

▼ M4

- 6) des informations sur toutes les sources et tous les flux d'émission, comprenant au moins:

▼ M5

- a) les émissions totales exprimées en t CO₂(e), y compris le CO₂ provenant de flux de biomasse qui ne sont pas conformes à l'article 38, paragraphe 5, du présent règlement, ou de flux de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé qui ne sont pas conformes à l'article 39 *bis*, paragraphe 3, du présent règlement, ou de flux de carburants de synthèse à faible teneur en carbone qui ne sont pas conformes à l'article 39 *bis*, paragraphe 4, du présent règlement;

▼ M4

- b) les niveaux appliqués;
- c) les quantités de combustibles mis à la consommation (exprimées en tonnes, en Nm³ ou en TJ) et le facteur de conversion d'unité, exprimé en unités appropriées, déclarées séparément, le cas échéant;

▼ M5

- d) les facteurs d'émission, exprimés conformément aux exigences définies à l'article 75 *septies* du présent règlement; la fraction issue de la biomasse, la fraction issue de la biomasse dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro, la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé, la fraction de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants à base de carbone recyclé dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro, la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone et la fraction de carburants de synthèse à faible teneur en carbone dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro, exprimées sous la forme de fractions adimensionnelles;

▼ M4

- e) lorsque les facteurs d'émission des combustibles sont exprimés en fonction de la masse ou du volume et non de l'énergie, les valeurs déterminées conformément à l'article 75 *nonies*, paragraphe 3, pour le facteur de conversion d'unité de chaque flux de combustible;
- f) les moyens par lesquels le combustible est mis à la consommation;
- g) l'utilisation finale ou les utilisations finales du flux de combustible mis à la consommation, y compris le code FRC, au niveau de détail disponible;
- h) le facteur de champ d'application, exprimé sous la forme d'une fraction adimensionnelle, jusqu'à trois décimales. Lorsque, pour un flux de combustible, plusieurs méthodes sont utilisées pour déterminer le facteur de champ d'application, les informations sur le type de méthode, le facteur de champ d'application associé, la quantité de combustible mis à la consommation et le code FRC au niveau de détail disponible;
- i) lorsque le facteur de champ d'application est égal à zéro conformément à l'article 75 *terdecies*, paragraphe 1:
- i) la liste de toutes les entités qui relèvent des chapitres II et III de la directive 2003/87/CE identifiées respectivement par leur nom, leur adresse et, le cas échéant, le numéro d'autorisation qui leur a été spécialement attribué;
- ii) les quantités de combustibles mis à la consommation fournies à chaque entité qui relève des chapitres II et III de la directive 2003/87/CE pour la période de déclaration concernée, exprimées en t, en Nm³ ou en TJ, ainsi que les émissions correspondantes;

▼ M4

7) des informations à déclarer pour mémoire, comprenant au moins:

▼ M5

- a) une variable représentative du pouvoir calorifique inférieur des flux de biomasse, de carburants renouvelables d'origine non biologique ou carburants à base de carbone recyclé ou de carburants de synthèse à faible teneur en carbone, le cas échéant;
- b) les émissions, les quantités et la valeur énergétique des biocarburants, des bioliquides, des combustibles issus de la biomasse, des carburants renouvelables d'origine non biologique et carburants à base de carbone recyclé et des carburants de synthèse à faible teneur en carbone mis à la consommation, exprimées en t et en TJ, et des informations indiquant s'ils sont conformes à l'article 38, paragraphe 5, à l'article 39 *bis*, paragraphe 3, ou à l'article 39 *bis*, paragraphe 4, du présent règlement;

▼ M4

- 8) si des lacunes dans les données ont été constatées et comblées par des données de remplacement conformément à l'article 66, paragraphe 1:
 - a) le flux de combustible concerné par chaque lacune dans les données;
 - b) les raisons de chaque lacune dans les données;
 - c) les dates et heures de début et de fin de chaque lacune dans les données;
 - d) les émissions calculées sur la base des données de remplacement;
 - e) lorsque la méthode d'estimation des données de remplacement n'a pas encore été incluse dans le plan de surveillance, une description détaillée de la méthode d'estimation et des éléments prouvant que la méthode utilisée n'entraîne pas une sous-estimation des émissions pour la période considérée;
- 9) tout autre changement intervenu dans l'installation au cours de la période de déclaration et ayant une incidence sur les émissions de gaz à effet de serre de cette installation au cours de la période de déclaration

▼ M4*ANNEXE X bis***Rapports sur les fournisseurs de combustibles et l'utilisation de combustibles par les installations fixes et, le cas échéant, les exploitants d'aéronefs et les compagnies maritimes****▼ M5**

Outre les informations contenues dans la déclaration d'émissions annuelle conformément à l'annexe X du présent règlement, l'exploitant soumet les informations suivantes pour chaque combustible au sens de l'article 3, point a *septies*), de la directive 2003/87/CE acheté:

▼ M4

- a) le nom, l'adresse et le numéro d'autorisation unique du fournisseur de combustible enregistré en tant qu'entité réglementée. Lorsque le fournisseur de combustible n'est pas une entité réglementée, les exploitants communiquent, le cas échéant, la liste de tous les fournisseurs de combustibles, des fournisseurs de combustibles directs jusqu'à l'entité réglementée, comprenant leur nom, leur adresse et leur numéro d'autorisation unique;
- b) les types et quantités de combustibles acquis auprès de chaque fournisseur visé au point a) au cours de la période de déclaration concernée;
- c) la quantité de combustible utilisée pour des activités visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE provenant de chaque fournisseur de combustible au cours de la période de déclaration concernée.

▼ M4*ANNEXE X* ter**Rapports sur les combustibles mis à la consommation par les entités réglementées****▼ M5**

Outre les informations contenues dans la déclaration d'émissions annuelle conformément à l'annexe X du présent règlement, l'entité réglementée soumet les informations suivantes pour chaque combustible au sens de l'article 3, point a *septies*), de la directive 2003/87/CE acheté:

▼ M4

- a) le nom, l'adresse et le numéro d'autorisation unique de l'exploitant et, le cas échéant, de l'exploitant d'aéronef et de la compagnie maritime auxquels le combustible est fourni. Dans les autres cas dans lesquels le combustible est destiné à une utilisation finale dans des secteurs visés à l'annexe I de la directive 2003/87/CE, l'entité réglementée soumet, le cas échéant, la liste de tous les consommateurs de combustibles, de l'acheteur direct à l'exploitant, y compris leur nom, leur adresse et leur numéro d'autorisation unique, lorsque cela n'entraîne pas de charge administrative disproportionnée;
- b) les types et quantités de combustibles vendus à chaque acheteur visé au point a) au cours de la période de déclaration concernée;
- c) la quantité de combustible utilisée au cours de l'année de déclaration pour des activités visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE pour chaque acheteur visé au point a) au cours de la période de déclaration concernée.

*ANNEXE XI***Tableau de correspondance**

Règlement (UE) n° 601/2012 de la Commission.	Présent règlement
Articles 1 à 49	Articles 1 à 49
—	Article 50
Articles 50 à 67	Articles 51 à 68
Article 68	—
Articles 69 à 75	Articles 69 à 75
—	Article 76
Articles 76 à 77	Articles 77 à 78
Annexes I à X	Annexes I à X
—	Annexe XI