

II

(Actes pris en application des traités CE/Euratom dont la publication n'est pas obligatoire)

DÉCISIONS

COMMISSION

DÉCISION DE LA COMMISSION

du 18 juillet 2007

définissant des lignes directrices pour la surveillance et la déclaration des émissions de gaz à effet de serre, conformément à la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil

[notifiée sous le numéro C(2007) 3416]

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

(2007/589/CE)

LA COMMISSION DES COMMUNAUTÉS EUROPÉENNES,

vu le traité instituant la Communauté européenne,

vu la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté et modifiant la directive 96/61/CE du Conseil ⁽¹⁾, et notamment son article 14, paragraphe 1,

considérant ce qui suit:

- (1) La surveillance et la déclaration des émissions de gaz à effet de serre effectuées conformément aux lignes directrices définies dans la présente décision doivent être exhaustives, cohérentes, transparentes et précises pour permettre le bon fonctionnement du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre mis en place par la directive 2003/87/CE.
- (2) Au cours du premier cycle de mise en conformité du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre, qui couvrait l'année 2005, les exploitants, les vérificateurs et les autorités compétentes des États membres ont acquis une première expérience de la surveillance, de la vérification et de la déclaration au titre de la décision 2004/156/CE de la Commission du 29 janvier 2004 concernant l'adoption de lignes directrices pour la surveillance et la déclaration des émissions de gaz à effet de serre, conformément à la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil ⁽²⁾.

- (3) À la suite du réexamen de la décision 2004/156/CE, il est apparu nécessaire d'apporter plusieurs modifications aux lignes directrices définies dans ladite décision afin de les rendre plus claires et plus avantageuses sur le plan économique. En raison du nombre important de modifications à opérer, il convient de remplacer la décision 2004/156/CE.

- (4) Il convient de faciliter l'application des lignes directrices aux installations dont les émissions déclarées moyennes vérifiées sont inférieures à 25 000 tonnes de CO₂ d'origine fossile par an pour la période d'échanges précédente, ainsi que de renforcer l'harmonisation et de clarifier certaines questions techniques.

- (5) Il a été tenu compte, le cas échéant, des recommandations concernant la surveillance des gaz à effet de serre formulées par le Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat (GIEC), l'Organisation internationale de normalisation (ISO), l'initiative «Greenhouse Gas Protocol» du World Business Council on Sustainable Development (WBCSD) et le World Resources Institute (WRI).

- (6) Les données communiquées par les exploitants en vertu de la présente décision devraient faciliter l'imputation des émissions déclarées en vertu de la directive 2003/87/CE, de celles notifiées au registre européen des rejets et des

⁽¹⁾ JO L 275 du 25.10.2003, p. 32. Directive modifiée par la directive 2004/101/CE (JO L 338 du 13.11.2004, p. 18).

⁽²⁾ JO L 59 du 26.2.2004, p. 1.

- transferts de polluants (RERTP) créé par le 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⁽¹⁾, ainsi que des émissions consignées dans les inventaires nationaux, en se fondant sur les différentes catégories de sources définies par le GIEC.
- (7) En améliorant le rapport coût-avantages des méthodes de surveillance, sans pour autant compromettre la précision des données d'émission déclarées ni l'intégrité globale des systèmes de surveillance, les exploitants et les autorités compétentes devraient généralement être en mesure de s'acquitter des obligations qui leur incombent en vertu de la directive 2003/87/CE moyennant des coûts sensiblement réduits. C'est notamment le cas pour les installations utilisant des biocombustibles purs et pour celles dégageant des quantités réduites d'émissions.
- (8) Les exigences en matière de déclaration ont été alignées sur celles prévues à l'article 21 de la directive 2003/87/CE.
- (9) Les exigences concernant le plan de surveillance ont été clarifiées et rendues plus strictes, compte tenu du rôle déterminant de ce plan dans la qualité des déclarations et la fiabilité des résultats de la vérification.
- (10) Le tableau 1, qui définit les exigences minimales prévues à l'annexe I, doit être utilisé en permanence. Les différentes entrées de ce tableau ont été actualisées à la lumière des informations recueillies par les États membres, les exploitants et les vérificateurs, compte tenu des modifications apportées aux dispositions concernant les émissions de combustion liées aux activités visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE et aux lignes directrices spécifiques, et devraient désormais assurer un juste équilibre entre les exigences de rentabilité et de précision.
- (11) Une méthode alternative assortie de seuils d'incertitude minimaux est désormais prévue comme solution de rechange pour la surveillance des émissions provenant d'installations très spécifiques ou très complexes: cette méthode exempte les installations concernées de l'application de l'approche par niveaux et permet l'élaboration d'une méthode de surveillance parfaitement adaptée.
- (12) Les dispositions concernant le CO₂ transféré et le CO₂ inhérent entrant dans les installations couvertes par la directive 2003/87/CE ou sortant de ces installations sous forme de substance ou de combustible purs ont été précisées et rendues plus strictes, afin de les harmoniser davantage avec les exigences en matière de déclaration imposées aux États membres en vertu du protocole de Kyoto à la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques.
- (13) La liste des facteurs d'émission de référence a été élargie et actualisée à la lumière des informations issues des lignes directrices 2006 du Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat (ci-après dénommées «lignes directrices du GIEC»). La liste a également été augmentée de valeurs de référence pour les pouvoirs calorifiques inférieurs pour une large gamme de combustibles, sur la base des lignes directrices du GIEC.
- (14) La partie relative au contrôle et à la vérification a été réexaminée et révisée afin d'en améliorer la cohérence conceptuelle et linguistique avec les recommandations formulées par la Coopération européenne pour l'accréditation (EA), le Comité européen de normalisation (CEN) et l'ISO.
- (15) Pour ce qui est de la détermination des propriétés des combustibles et des matières, les exigences définies pour l'utilisation des résultats des laboratoires d'analyse et des analyseurs de gaz en ligne ont été précisées à la lumière de l'expérience acquise lors de la mise en œuvre des exigences correspondantes dans les différents États membres pendant la première période d'échanges. Des exigences supplémentaires sont également prévues en ce qui concerne les méthodes et les fréquences d'échantillonnage.
- (16) Afin d'améliorer le rapport coût-avantages pour les installations dont les émissions annuelles sont inférieures à 25 000 tonnes de CO₂ d'origine fossile, certaines dérogations aux exigences spécifiques applicables aux installations en général ont été ajoutées.
- (17) L'utilisation de facteurs d'oxydation dans le cadre de la méthode de surveillance a été rendue facultative pour les procédés de combustion. Une méthode reposant sur le bilan massique a été ajoutée pour les installations produisant du noir de carbone et pour les terminaux de traitement du gaz. Les exigences en matière d'incertitude à respecter lors de la détermination des émissions provenant des torchères ont été revues à la baisse afin de tenir compte des conditions techniques spécifiques qui caractérisent ces installations.
- (18) En raison des problèmes signalés lors de la première période de déclaration eu égard au niveau de précision réalisable, la méthode du bilan massique ne doit pas figurer dans les lignes directrices spécifiques applicables aux raffineries de pétrole visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE. Les recommandations concernant les émissions liées à la régénération des catalyseurs de craquage catalytique, à la régénération dans les autres procédés de catalyse et aux unités de cokéfaction fluide avec gazéification ont été révisées compte tenu des conditions techniques spécifiques qui caractérisent ces installations.
- (19) Les dispositions et seuils prévus aux fins de l'application de la méthode du bilan massique ont été rendus plus stricts pour les installations produisant du coke, des produits frittés, du fer et de l'acier. Les facteurs d'émission provenant des lignes directrices du GIEC ont été ajoutés.
- (20) La terminologie et les méthodes applicables aux installations produisant du ciment clinker et aux installations produisant de la chaux ont été alignées sur les pratiques commerciales des secteurs couverts par la présente décision. L'utilisation des données d'activité, du facteur d'émission et du facteur de conversion a été harmonisée avec les autres activités couvertes par la directive 2003/87/CE.
- (21) Des facteurs d'émission supplémentaires sont prévus à l'annexe IX pour les installations de l'industrie du verre.
- (22) Les exigences en matière d'incertitude applicables aux émissions provenant de la calcination des matières premières dans les installations de l'industrie céramique ont été revues à la baisse afin de mieux refléter les situations

⁽¹⁾ JO L 33 du 4.2.2006, p. 1.

dans lesquelles les argiles proviennent directement des carrières. Il convient d'abandonner la méthode fondée uniquement sur les extrants en raison de son champ d'application restreint, constaté lors du premier cycle de déclaration.

- (23) Il convient d'ajouter des lignes directrices spécifiques pour la détermination des émissions de gaz à effet de serre au moyen de systèmes de mesure continue des émissions, afin de favoriser une application cohérente des méthodes de surveillance fondées sur la mesure, conformément aux articles 14 et 24 et à l'annexe IV de la directive 2003/87/CE.
- (24) La présente décision ne prévoit pas la reconnaissance des activités liées au piégeage et au stockage du carbone, qui suppose une modification de la directive 2003/87/CE ou l'inclusion de ces activités conformément à l'article 24 de ladite directive.
- (25) Les lignes directrices figurant dans les annexes de la présente décision définissent les critères détaillés révisés applicables à la surveillance et à la déclaration des émissions de gaz à effet de serre résultant des activités visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE. Ces gaz sont indiqués en relation avec les activités concernées, sur la base des principes de surveillance et de déclaration énoncés à l'annexe IV de ladite directive, qu'il convient d'appliquer à compter du 1^{er} janvier 2008.
- (26) L'article 15 de la directive 2003/87/CE dispose que les États membres veillent à ce que les déclarations présentées par les exploitants soient vérifiées sur la base des critères définis à l'annexe V de cette directive.
- (27) Il est prévu de procéder à un nouveau réexamen des lignes directrices définies dans la présente décision dans les deux ans suivant son entrée en vigueur.

- (28) Les mesures prévues à la présente décision sont conformes à l'avis du comité institué par l'article 8 de la décision 93/389/CEE du Conseil ⁽¹⁾,

A ARRÊTÉ LA PRÉSENTE DÉCISION:

Article premier

Les lignes directrices pour la surveillance et la déclaration des émissions de gaz à effet de serre résultant des activités énumérées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE sont définies dans les annexes de la présente décision.

Ces lignes directrices se fondent sur les principes énoncés à l'annexe IV de cette directive.

Article 2

La décision 2004/156/CE est abrogée à la date visée à l'article 3.

Article 3

La présente décision s'applique à compter du 1^{er} janvier 2008.

Article 4

Les États membres sont destinataires de la présente décision.

Fait à Bruxelles, le 18 juillet 2007.

Par la Commission

Stavros DIMAS

Membre de la Commission

⁽¹⁾ JO L 167 du 9.7.1993, p. 31. Décision modifiée en dernier lieu par le règlement (CE) n° 1882/2003 du Parlement européen et du Conseil (JO L 284 du 31.10.2003, p. 1).

LISTE DES ANNEXES

	<i>Page</i>
Annexe I Lignes directrices générales	5
Annexe II Lignes directrices applicables aux émissions de combustion liées aux activités visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE	48
Annexe III Lignes directrices spécifiques concernant les raffineries de pétrole visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE	55
Annexe IV Lignes directrices spécifiques concernant les fours à coke visés à l'annexe I de la directive 2003/87/CE	57
Annexe V Lignes directrices spécifiques concernant les installations de grillage et de frittage de minerais métalliques visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE	61
Annexe VI Lignes directrices spécifiques concernant les installations destinées à la production de fonte et d'acier, y compris les équipements pour coulée continue, visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE	64
Annexe VII Lignes directrices spécifiques concernant les installations destinées à la production de ciment clinker visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE	68
Annexe VIII Lignes directrices spécifiques concernant les installations destinées à la production de chaux visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE	73
Annexe IX Lignes directrices spécifiques concernant les installations destinées à la production de verre visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE	76
Annexe X Lignes directrices spécifiques concernant les installations destinées à la production de produits céramiques visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE	78
Annexe XI Lignes directrices spécifiques concernant les installations destinées à la fabrication de pâte à papier et de papier visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE	83
Annexe XII Lignes directrices pour la détermination des émissions de gaz à effet de serre au moyen de systèmes de mesure continue des émissions	85

ANNEXE I

LIGNES DIRECTRICES GÉNÉRALES

TABLE DES MATIÈRES

	<i>Page</i>
1. Introduction	7
2. Définitions	7
3. Principes applicables en matière de surveillance et de déclaration	10
4. Surveillance des émissions de gaz à effet de serre	11
4.1. Limites	11
4.2. Méthodes fondées sur le calcul et la mesure	11
4.3. Plan de surveillance	12
5. Méthodes fondées sur le calcul pour les émissions de CO ₂	13
5.1. Formules de calcul	13
5.2. Niveaux de méthode	14
5.3. Méthodes alternatives	19
5.4. Données d'activité	19
5.5. Facteurs d'émission	20
5.6. Facteurs d'oxydation et de conversion	20
5.7. CO ₂ transféré	21
6. Méthodes fondées sur la mesure	21
6.1. Généralités	21
6.2. Niveaux pour les méthodes fondées sur la mesure	22
6.3. Autres procédures et exigences à respecter	22
7. Évaluation de l'incertitude	23
7.1. Calcul	23
7.2. Mesure	25
8. Déclaration	25
9. Conservation des données	27
10. Contrôle et vérification	28
10.1. Collecte et traitement des données	28
10.2. Système de contrôle	28
10.3. Activités de contrôle	28
10.3.1. Procédures et responsabilités	28
10.3.2. Assurance de la qualité	29
10.3.3. Analyses et validation des données	29

	<i>Page</i>
10.3.4. Procédés externalisés	30
10.3.5. Corrections et mesures correctives	30
10.3.6. Registres et documentation	30
10.4. Vérification	30
10.4.1. Principes généraux	30
10.4.2. Méthode de vérification	31
11. Facteurs d'émission	33
12. Liste des biomasses neutres en CO ₂	34
13. Détermination des données et des facteurs spécifiques	36
13.1. Détermination des pouvoirs calorifiques inférieurs et des facteurs d'émission des combustibles	36
13.2. Détermination des facteurs d'oxydation spécifiques	37
13.3. Détermination des facteurs d'émissions et de conversion et des données sur la composition des procédés	37
13.4. Détermination de la fraction issue de la biomasse	37
13.5. Exigences à remplir pour la détermination des propriétés des combustibles et des matières	38
13.5.1. Utilisation de laboratoires accrédités	38
13.5.2. Utilisation de laboratoires non accrédités	38
13.5.3. Analyseurs de gaz en ligne et chromatographes en phase gazeuse	39
13.6. Méthodes d'échantillonnage et fréquence des analyses	39
14. Format de déclaration	40
14.1. Identification de l'installation	40
14.2. Vue d'ensemble des activités	41
14.3. Émissions de combustion (méthode par calcul)	42
14.4. Émissions de procédé (méthode par calcul)	42
14.5. Méthode du bilan massique	43
14.6. Méthode par mesure	43
15. Catégories aux fins de la déclaration	43
15.1. Format de déclaration du GIEC	43
15.2. Codes des catégories de sources	45
16. Exigences applicables aux installations à faible niveau d'émission	47

1. INTRODUCTION

La présente annexe contient les lignes directrices générales pour la surveillance et la déclaration des émissions des gaz à effet de serre indiqués en relation avec les activités visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE. Des lignes directrices supplémentaires concernant les émissions spécifiques par secteur d'activité figurent dans les annexes II à XI de la décision.

2. DÉFINITIONS

Les définitions de la directive 2003/87/CE s'appliquent aux fins de la présente annexe et des annexes II à XII de la présente décision.

- 1) En outre, les définitions de base suivantes s'appliquent:
 - a) «activités»: les activités visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE;
 - b) «autorité compétente»: l'autorité ou les autorités compétentes désignées conformément à l'article 18 de la directive 2003/87/CE;
 - c) «source d'émission»: une partie (point ou procédé) séparément identifiable d'une installation à partir de laquelle sont émis les gaz à effet de serre concernés;
 - d) «flux»: 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;
 - e) «méthode de surveillance»: l'ensemble des méthodes utilisées par un exploitant pour déterminer les émissions d'une installation donnée;
 - f) «plan de surveillance»: une documentation détaillée, complète et transparente concernant la méthode de surveillance d'une installation donnée et couvrant notamment les activités de collecte et de traitement des données, ainsi que le système mis en place pour en contrôler la justesse;
 - g) «niveau»: un élément spécifique d'une méthode servant à déterminer les données d'activité, les facteurs d'émission et d'oxydation ou les facteurs de conversion;
 - h) «annuelle»: une période durant une année civile, du 1^{er} janvier au 31 décembre;
 - i) «période de déclaration»: une année civile pendant laquelle les émissions doivent être surveillées et déclarées;
 - j) «période d'échanges»: une phase pluriannuelle du système d'échange de quotas d'émission (par exemple 2005-2007 ou 2008-2012) pour laquelle l'État membre établit un plan national d'allocation de quotas conformément à l'article 11, paragraphes 1 et 2, de la directive 2003/87/CE.
- 2) Les définitions suivantes s'appliquent en ce qui concerne les émissions, les combustibles et les matières:
 - a) «émissions de combustion»: les émissions de gaz à effet de serre survenant lors de la réaction exothermique d'un combustible avec l'oxygène;
 - b) «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;
 - c) «CO₂ inhérent»: le CO₂ qui entre dans la composition d'un combustible;
 - d) «prudent»: un ensemble d'hypothèses défini de manière à éviter toute sous-estimation des émissions annuelles;
 - e) «lot»: une quantité de combustibles ou de matières échantillonnée et caractérisée de manière représentative et transférée en un seul chargement ou de manière continue pendant une période de temps donnée;
 - f) «combustibles marchands»: les combustibles d'une composition donnée qui sont commercialisés couramment et librement, si le lot concerné a fait l'objet d'une transaction commerciale entre des parties économiquement indépendantes, dont tous les combustibles marchands ordinaires, le gaz naturel, le fioul léger et lourd, le charbon et le coke de pétrole;

- g) «matières marchandes»: les matières d'une composition donnée qui sont commercialisées couramment et librement, si le lot concerné a fait l'objet d'une transaction commerciale entre des parties économiquement indépendantes;
- h) «combustible marchand ordinaire»: les combustibles marchands normalisés au niveau international dont l'intervalle de confiance à 95 % est de ± 1 % pour le pouvoir calorifique déclaré, dont le gazole, le fioul léger, l'essence, le pétrole lampant, le kérosène, l'éthane, le propane et le butane.
- 3) Les définitions suivantes s'appliquent en ce qui concerne les mesures:
- a) «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;
- b) «incertitude»: un paramètre, associé au résultat de la détermination d'une grandeur et exprimé en pourcentage, caractérisant la dispersion des valeurs qui pourraient raisonnablement être attribuées à la grandeur en question, compte tenu des effets des facteurs aussi bien systématiques qu'aléatoires, et auquel est associé un niveau de confiance de 95 %, en prenant en compte l'asymétrie potentielle de la distribution des valeurs;
- c) «moyenne arithmétique»: la somme de toutes les valeurs formant un ensemble, divisée par le nombre d'éléments de cet ensemble;
- d) «mesure»: un ensemble d'opérations ayant pour objet de déterminer la valeur d'une grandeur;
- e) «instrument de mesure»: un dispositif destiné à être utilisé pour effectuer des mesures, seul ou en association avec d'autres dispositifs;
- f) «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, utilisés pour la détermination de variables comme les données d'activité, la teneur en carbone, le pouvoir calorifique ou le facteur d'émission des émissions de CO₂;
- g) «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;
- h) «mesure continue des émissions»: un ensemble d'opérations ayant pour objet de déterminer la valeur d'une grandeur au moyen de mesures périodiques (plusieurs fois par heure), en recourant soit à des mesures in situ au niveau de la cheminée, soit à des procédures d'extractions au moyen d'un instrument de mesure situé à proximité de la cheminée; sont exclues les méthodes de mesure fondées sur le prélèvement d'échantillons isolés dans la cheminée;
- i) «conditions standard»: une température de 273,15 K (soit 0 °C) et une pression de 101 325 Pa définissant des normo-mètres cubes (Nm³).
- 4) Les définitions suivantes s'appliquent en ce qui concerne les méthodes fondées sur le calcul et les méthodes fondées sur la mesure pour les émissions de CO₂:
- a) «coûts excessifs»: des coûts disproportionnés par rapport aux avantages globaux d'une mesure, tels que déterminés par l'autorité compétente. S'agissant du choix des niveaux, le seuil peut être défini comme étant la valeur des quotas par rapport à l'amélioration du niveau de précision. Pour les mesures améliorant la qualité des émissions déclarées mais n'exerçant aucun impact direct sur leur précision, on peut considérer que le coût excessif correspond à une fraction dépassant un seuil indicatif de 1 % de la valeur moyenne des données d'émission disponibles déclarées pour la période d'échanges précédente. À défaut, des données provenant d'installations représentatives menant des activités identiques ou comparables sont utilisées comme référence et adaptées en fonction de la capacité des installations concernées;
- b) «techniquement réalisable»: le fait que les ressources techniques nécessaires pour répondre aux besoins d'un système proposé puissent être acquises par l'exploitant en temps voulu;

- c) «flux de minimis»: un groupe de flux mineurs défini par l'exploitant d'une installation et dont les émissions conjointes ne dépassent pas 1 kilotonne de CO₂ d'origine fossile par an, ou dont la contribution totale représente moins de 2 % (jusqu'à un maximum de 20 kilotonnes de CO₂ d'origine fossile par an) des émissions annuelles totales de CO₂ d'origine fossile de cette installation avant déduction du CO₂ transféré, la valeur retenue étant la plus élevée en termes d'émissions absolues;
 - d) «flux majeurs»: un groupe de flux n'appartenant pas au groupe des «flux mineurs»;
 - e) «flux mineurs»: les flux définis par l'exploitant d'une installation et dont les émissions conjointes ne dépassent pas 5 kilotonnes de CO₂ d'origine fossile par an, ou dont la contribution totale représente moins de 10 % (jusqu'à un maximum de 100 kilotonnes de CO₂ d'origine fossile par an) des émissions annuelles totales de CO₂ d'origine fossile de cette installation avant déduction du CO₂ transféré, la valeur retenue étant la plus élevée en termes d'émissions absolues;
 - f) «biomasse»: les matières organiques non fossilisées et biodégradables provenant de plantes, d'animaux et de micro-organismes, et notamment les produits, sous-produits, résidus et déchets issus de l'agriculture, de la sylviculture et des secteurs connexes, ainsi que les fractions organiques non fossilisées et biodégradables des déchets industriels et municipaux, et notamment les gaz et les liquides issus de la décomposition de matières organiques non fossilisées et biodégradables;
 - g) «pur»: dans le cas d'une substance, le fait qu'une matière ou un combustible soit composé à 97 % au moins (en masse) de la substance ou de l'élément indiqué — la classification commerciale correspondante étant «purum». Dans le cas de la biomasse, il s'agit de la fraction de carbone issu de la biomasse par rapport à la quantité totale de carbone contenue dans le combustible ou la matière;
 - h) «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.
- 5) Les définitions suivantes s'appliquent en ce qui concerne le contrôle et la vérification:
- a) «risque de contrôle»: la possibilité qu'un paramètre de la déclaration d'émissions annuelle comporte des assertions inexacts significatives qui ne seront pas évitées ou détectées et corrigées à temps par le système de contrôle;
 - b) «risque de détection»: le risque que le vérificateur ne détecte pas une irrégularité ou une inexactitude significatives;
 - c) «risque inhérent»: la possibilité qu'un paramètre de la déclaration d'émissions annuelle comporte des inexactitudes significatives, en supposant qu'il n'y a pas d'activités de contrôle connexes;
 - d) «risque d'audit»: le risque que le vérificateur exprime un avis incorrect. Le risque d'audit est fonction des risques inhérents, des risques de contrôle et du risque de détection;
 - e) «assurance raisonnable»: un degré d'assurance élevé mais non absolu, exprimé formellement dans l'avis, quand à la présence ou à l'absence d'inexactitudes significatives dans la déclaration d'émissions soumise à vérification et quant à la présence ou à l'absence d'irrégularités significatives au niveau de l'installation;
 - f) «seuil de signification»: le niveau ou seuil quantitatif à appliquer pour parvenir à un avis approprié sur les données d'émission communiquées dans la déclaration d'émissions annuelle;
 - g) «degré d'assurance»: la mesure dans laquelle le vérificateur estime, dans les conclusions de la vérification, qu'il a été prouvé que les informations communiquées dans la déclaration d'émissions annuelle comportent ou ne comportent pas d'inexactitude significative;
 - h) «irrégularité»: tout acte ou omission, intentionnel ou non, au niveau de l'installation soumise à vérification, qui est contraire aux prescriptions du plan de surveillance approuvé par l'autorité compétente dans le cadre de l'autorisation de l'installation;
 - i) «irrégularité significative»: une irrégularité, par rapport aux exigences du plan de surveillance approuvé par l'autorité compétente dans le cadre de l'autorisation de l'installation, qui pourrait entraîner un traitement différent de l'installation par l'autorité compétente;
 - j) «inexactitude significative»: une inexactitude (omission, déclaration inexacte ou erreur, hormis l'incertitude admissible) dans la déclaration d'émissions annuelle dont le vérificateur estime, dans

l'exercice de ses fonctions, qu'elle pourrait exercer une influence sur le traitement réservé par l'autorité compétente à la déclaration d'émissions annuelle, par exemple lorsque l'inexactitude dépasse le seuil de signification;

- k) «accréditation»: dans le contexte de la vérification, la délivrance, par un organisme d'accréditation, d'une déclaration reposant sur une décision arrêtée à l'issue de l'évaluation détaillée d'un vérificateur, attestant formellement qu'il dispose des compétences et de l'indépendance nécessaires pour effectuer des vérifications conformément à des exigences données;
- l) «vérification»: les activités menées par un vérificateur afin d'être en mesure d'émettre un avis conformément à l'article 15 et à l'annexe V de la directive 2003/87/CE;
- m) «vérificateur»: un organisme de vérification compétent, indépendant et accrédité chargé de mener à bien le processus de vérification et de rendre compte à ce sujet, conformément aux exigences détaillées définies par l'État membre conformément à l'annexe V de la directive 2003/87/CE.

3. PRINCIPES APPLICABLES EN MATIÈRE DE SURVEILLANCE ET DE DÉCLARATION

Pour être précises et vérifiables, la surveillance et la déclaration des émissions de gaz à effet de serre au titre de la directive 2003/87/CE doivent se fonder sur les principes ci-après:

Exhaustivité. Les activités de surveillance et de déclaration concernant une installation doivent couvrir toutes les émissions de procédé et de combustion provenant de l'ensemble des sources d'émission et des flux liés aux activités visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE, pour tous les gaz à effet de serre indiqués en relation avec ces activités, tout en évitant une double comptabilisation.

Cohérence. Les émissions contrôlées et déclarées doivent être comparables dans le temps. Les mêmes méthodes de surveillance et les mêmes recueils de données doivent être utilisés. Les méthodes de surveillance peuvent être modifiées conformément aux dispositions des présentes lignes directrices si cela permet d'améliorer la précision des données déclarées. Les modifications apportées aux méthodes de surveillance sont soumises à l'approbation de l'autorité compétente et doivent être dûment étayées conformément aux présentes lignes directrices.

Transparence. Les données de surveillance, et notamment les hypothèses, les références, les données d'activité, les facteurs d'émission, les facteurs d'oxydation et les facteurs de conversion, sont recueillies, enregistrées, rassemblées, analysées et étayées de manière à permettre une reproduction de la détermination des émissions par le vérificateur et l'autorité compétente.

Justesse. Il convient de s'assurer que les émissions déterminées ne se situent pas systématiquement au-delà ou en deçà des émissions réelles. Les sources d'incertitude doivent être identifiées et réduites autant qu'il est possible. Il convient de veiller, avec la diligence nécessaire, à ce que le calcul et la mesure des émissions présentent le niveau de précision le plus élevé possible. L'exploitant doit permettre d'établir avec une assurance raisonnable la fiabilité des émissions déclarées. Les émissions sont déterminées au moyen des méthodes de surveillance appropriées définies dans les présentes lignes directrices. Le matériel de mesure ou d'essai servant à recueillir les données de surveillance doit être correctement utilisé, entretenu, étalonné et vérifié. Les tableurs et les autres outils utilisés pour stocker et manipuler les données de surveillance doivent être exempts d'erreurs. La déclaration d'émissions et les documents connexes doivent être exempts d'inexactitudes significatives, éviter les biais dans la sélection et la présentation des informations et rendre compte de manière crédible et équilibrée des émissions de l'installation.

Rapport coût-efficacité. Lors du choix de la méthode de surveillance, il convient de mettre en balance les effets positifs d'une précision plus grande et les coûts supplémentaires engendrés. La surveillance et la déclaration des émissions doivent par conséquent viser le niveau de précision le plus élevé possible, sauf s'il y a une impossibilité technique ou si les coûts risquent d'être excessifs. Les instructions données à l'exploitant dans la méthode de surveillance doivent être logiques, simples, éviter les opérations redondantes et tenir compte des systèmes déjà mis en place dans l'installation.

Fiabilité. Les utilisateurs doivent pouvoir se fier à la déclaration d'émissions vérifiée, qui doit représenter ce qu'elle est censée représenter ou ce qu'elle devrait raisonnablement représenter.

Amélioration des résultats en matière de surveillance et de déclaration des émissions. La vérification doit constituer un moyen efficace et fiable de renforcer les procédures de contrôle et d'assurance de la qualité et fournir des informations que l'exploitant peut mettre à profit pour améliorer ses résultats en matière de surveillance et de déclaration des émissions.

4. SURVEILLANCE DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE

4.1. LIMITES

La procédure de surveillance et de déclaration appliquée par une installation doit couvrir l'ensemble des émissions, provenant de toutes les sources et/ou de tous les flux d'émission liés aux activités menées dans l'installation et visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE. Sont également couverts les activités et les gaz à effet de serre inclus par un État membre en vertu de l'article 24 de la directive 2003/87/CE.

L'article 6, paragraphe 2, point b), de la directive 2003/87/CE dispose que l'autorisation d'émettre des gaz à effet de serre contient une description des activités et des émissions de l'installation. Par conséquent, toutes les flux et sources d'émission liés aux activités visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE qui doivent être surveillés et déclarés doivent être mentionnés dans l'autorisation. L'article 6, paragraphe 2, point c), de la directive 2003/87/CE dispose que l'autorisation d'émettre des gaz à effet de serre contient les exigences en matière de surveillance et précise la méthode et la fréquence de cette surveillance.

Les émissions provenant des moteurs à combustion interne mobiles utilisés à des fins de transport sont exclues des estimations.

La surveillance des émissions englobe les émissions provenant des opérations normales et des événements exceptionnels, tels que le démarrage, l'arrêt de l'installation et les situations d'urgence, survenus au cours de la période de déclaration.

Si les capacités de production séparées ou combinées ou si les rendements d'une ou de plusieurs activités relevant d'une même rubrique parmi celles citées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE dépassent, dans une installation ou sur un site, les valeurs seuils citées dans ladite annexe, toutes les émissions de l'ensemble des sources et/ou flux liés aux activités de l'installation ou du site énumérées dans cette annexe doivent être surveillées et déclarées.

La question de savoir si une installation de combustion supplémentaire, telle qu'une installation de production combinée de chaleur et d'électricité, doit être considérée comme une partie d'une installation menant une autre activité de l'annexe I ou comme une installation séparée, dépend des conditions locales et doit être réglée dans l'autorisation d'émettre des gaz à effet de serre de l'installation.

Toutes les émissions d'une installation doivent être imputées à celle-ci, indépendamment de l'exportation de chaleur ou d'électricité vers d'autres installations. Les émissions associées à la production de chaleur ou d'électricité en provenance d'autres installations ne doivent pas être imputées à l'installation importatrice.

4.2. MÉTHODES FONDÉES SUR LE CALCUL ET LA MESURE

Conformément à l'annexe IV de la directive 2003/87/CE, les émissions peuvent être déterminées par l'une ou l'autre des méthodes ci-après:

- une méthode fondée sur le calcul, qui permet de déterminer les émissions provenant des flux sur la base de données d'activité obtenues au moyen de systèmes de mesure et de paramètres complémentaires issus d'analyses de laboratoire ou de facteurs standard,
- une méthode fondée sur la mesure, qui permet de déterminer les émissions provenant d'une source en mesurant en continu la concentration du gaz à effet de serre concerné dans les effluents gazeux, ainsi que le débit des effluents gazeux.

L'exploitant peut proposer d'employer une méthode fondée sur la mesure s'il peut démontrer:

- qu'elle donne normalement, pour les émissions annuelles de l'installation, une valeur plus précise qu'une autre méthode fondée sur le calcul, sans pour autant entraîner des coûts excessifs, et
- que la comparaison entre la méthode fondée sur la mesure et la méthode fondée sur le calcul repose sur un ensemble identique de sources et de flux d'émission.

L'utilisation d'une méthode fondée sur la mesure est soumise à l'approbation de l'autorité compétente. Pour chaque période de déclaration, l'exploitant doit corroborer les émissions mesurées en recourant à la méthode fondée sur le calcul, conformément aux dispositions de la partie 6.3c.

L'exploitant peut, avec l'accord de l'autorité compétente, combiner les méthodes fondées sur la mesure et les méthodes fondées sur le calcul pour les différents flux et sources d'émission d'une même installation. Il doit faire en sorte et prouver qu'il n'en résulte ni omission ni double comptabilisation des émissions.

4.3. PLAN DE SURVEILLANCE

L'article 6, paragraphe 2, point c), de la directive 2003/87/CE dispose que l'autorisation d'émettre des gaz à effet de serre contient les exigences en matière de surveillance et précise la méthode et la fréquence de la surveillance.

La méthode de surveillance fait partie du plan de surveillance qui doit être approuvé par l'autorité compétente sur la base des critères définis dans la présente partie et ses différentes subdivisions. L'État membre ou l'autorité compétente de l'État membre veille à ce que la méthode de surveillance devant être appliquée par les installations soit décrite dans les conditions dont est assortie l'autorisation ou, si cela est compatible avec la directive 2003/87/CE, définie dans des règles générales contraignantes.

L'autorité compétente contrôle et approuve le plan de surveillance préparé par l'exploitant, avant le début de la période de déclaration et une nouvelle fois après toute modification importante apportée à la méthode de surveillance appliquée à l'installation, comme indiqué au troisième paragraphe ci-après.

Sous réserve de la partie 16, le plan de surveillance doit comporter les éléments suivants:

- a) la description de l'installation et des activités qui y sont menées et qui doivent être surveillées;
- b) des informations sur les responsabilités en matière de surveillance et de déclaration au sein de l'installation;
- c) la liste des sources et flux d'émission à surveiller, pour chaque activité menée dans l'installation;
- d) une description de la méthode fondée sur le calcul ou de la méthode fondée sur la mesure utilisée;
- e) la liste et la description des niveaux de méthode appliqués aux données d'activité, aux facteurs d'émission et aux facteurs d'oxydation et de conversion, pour chacun des flux à surveiller;
- f) la description, les caractéristiques et la localisation exacte des équipements de mesure destinés à être utilisés, pour chacun des flux à surveiller;
- g) des éléments établissant le 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;
- h) la description, le cas échéant, de la méthode d'échantillonnage des combustibles et des matières choisie pour déterminer, pour chacun des flux, le pouvoir calorifique inférieur, la teneur en carbone, le facteur d'émission, le facteur d'oxydation et le facteur de conversion, ainsi que la teneur en biomasse;
- i) la description des sources documentaires ou des méthodes d'analyse envisagées pour déterminer, pour chacun des flux, les pouvoirs calorifiques inférieurs, la teneur en carbone, le facteur d'émission, le facteur d'oxydation, le facteur de conversion ou la teneur en biomasse;
- j) le cas échéant, la liste et la description des laboratoires non accrédités et des procédures d'analyse correspondantes, accompagnées de la liste des mesures d'assurance qualité mises en œuvre, telles que les comparaisons interlaboratoires décrites au point 13.5.2;
- k) le cas échéant, la description des systèmes de mesure continue des émissions qui seront mis en œuvre pour surveiller une source d'émission, à savoir les points de mesure, la fréquence des mesures, les équipements utilisés, les procédures d'étalonnage, les méthodes de collecte et de stockage des données, ainsi que l'approche adoptée pour corroborer les calculs et la déclaration des données d'activité, des facteurs d'émission, etc.;
- l) le cas échéant, en cas d'application de la «méthode alternative» (point 5.3): une description détaillée de l'approche et de l'analyse d'incertitude, si cette question n'est pas déjà couverte par les rubriques a) à k) de la présente liste;
- m) une description des procédures de collecte et de traitement des données et des activités de contrôle, ainsi qu'une description des activités (voir points 10.1 à 10.3);
- n) le cas échéant, des informations concernant les liens avec les activités entreprises au titre du système communautaire de management environnemental et d'audit (EMAS) et d'autres systèmes de management environnemental (voir par exemple ISO 14001:2004), notamment les procédures et contrôles ayant trait à la surveillance et à la déclaration des émissions de gaz à effet de serre.

La méthode de surveillance est modifiée si la précision des données déclarées s'en trouve améliorée, sauf s'il y a une impossibilité technique ou si les coûts engendrés risquent d'être excessifs.

Toute modification importante de la méthode de surveillance prévue dans le plan de surveillance est subordonnée à l'approbation de l'autorité compétente si elle concerne:

- un changement dans le classement de l'installation tel qu'il figure au tableau 1,
- le passage, pour la détermination des émissions, d'une méthode fondée sur le calcul à une méthode fondée sur la mesure, et inversement,
- un accroissement du degré d'incertitude des données d'activité ou d'autres paramètres (le cas échéant) nécessitant un changement de niveau.

Toutes les autres modifications mises en œuvre ou envisagées en ce qui concerne la méthode de surveillance ou les jeux de données utilisés sont notifiées à l'autorité compétente sans retard indu dès que l'exploitant en a connaissance ou pourrait raisonnablement en avoir eu connaissance, sauf disposition contraire du plan de surveillance.

Les modifications apportées au plan de surveillance doivent être indiquées clairement, justifiées et dûment étayées dans les registres internes de l'exploitant.

L'autorité compétente exige de l'exploitant qu'il modifie son plan de surveillance si ce dernier n'est plus conforme aux règles énoncées dans les présentes lignes directrices.

Afin d'assurer l'échange d'informations entre les autorités compétentes et la Commission concernant les activités de surveillance, de déclaration et de vérification prévues dans les présentes lignes directrices et de garantir une application cohérente, les États membres facilitent la réalisation d'une procédure annuelle d'assurance de la qualité et d'évaluation des activités de surveillance, déclaration et vérification lancée par la Commission en vertu de l'article 21, paragraphe 3, de la directive 2003/87/CE.

5. MÉTHODES FONDÉES SUR LE CALCUL POUR LES ÉMISSIONS DE CO₂

5.1. FORMULES DE CALCUL

Les émissions de CO₂ sont calculées soit au moyen de la formule suivante:

$$\text{émissions de CO}_2 = \text{données d'activité} * \text{facteur d'émission} * \text{facteur d'oxydation}$$

soit au moyen d'une autre méthode définie dans les lignes directrices spécifiques.

Dans cette équation, les émissions de combustion et de procédé sont spécifiées de la manière suivante:

Émissions de combustion

Les données d'activité sont fondées sur la consommation de combustibles. La quantité de combustibles consommée est exprimée en contenu énergétique, c'est-à-dire en TJ, sauf indication contraire dans les présentes lignes directrices. Le facteur d'émission est exprimé en t CO₂/TJ, sauf indication contraire dans les présentes lignes directrices. Lorsqu'un combustible est consommé, tout le carbone contenu dans le combustible n'est pas oxydé en CO₂. Les imperfections du processus de combustion entraînent une oxydation incomplète. Une partie du carbone n'est pas brûlée, ou est partiellement oxydée sous forme de suie ou de cendre. Le carbone non oxydé ou partiellement oxydé est pris en compte dans le facteur d'oxydation, qui est exprimé en fraction. Le facteur d'oxydation est exprimé sous forme de fraction de un. Il en résulte la formule de calcul suivante:

$$\text{émissions de CO}_2 = \text{débit de combustible [t ou Nm}^3] * \text{pouvoir calorifique inférieur [TJ/t ou TJ/Nm}^3] * \text{facteur d'émission [t CO}_2\text{/TJ]} * \text{facteur d'oxydation}$$

Le calcul des émissions de combustion est décrit de manière détaillée à l'annexe II.

Émissions de procédé

Les données d'activité se fondent sur la consommation et le transfert de matières ou sur la production, et sont exprimées en t ou en Nm³. Le facteur d'émission est exprimé en [t CO₂/t ou t CO₂/Nm³]. Le carbone contenu dans les matières entrantes qui n'est pas transformé en CO₂ au cours du procédé est pris en compte dans le facteur de

conversion, qui est exprimé en fraction. Lorsqu'un facteur de conversion est pris en compte dans le facteur d'émission, il n'est pas nécessaire d'appliquer un facteur de conversion distinct. La quantité de matières entrantes utilisée est exprimée en masse ou en volume [t ou Nm³]. Il en résulte la formule de calcul suivante:

émissions de CO₂ = données d'activité [t ou Nm³] * facteur d'émission [t CO₂/t ou Nm³] * facteur de conversion

Le calcul des émissions de procédé est décrit de manière plus détaillée dans les lignes directrices spécifiques qui figurent aux annexes II à XI. Toutes les méthodes de calcul des annexes II à XI n'utilisent pas de facteur de conversion.

5.2. NIVEAUX DE MÉTHODE

Les lignes directrices spécifiques figurant aux annexes II à XI contiennent des méthodes spécifiques pour déterminer les variables suivantes: données d'activité (elles-mêmes composées des deux variables débit de combustible/flux de matières et pouvoir calorifique inférieur), facteurs d'émissions, données sur la composition, et facteurs d'oxydation et de conversion. Ces différentes méthodes correspondent à des niveaux. La numérotation ascendante des niveaux, qui commence à partir de 1, reflète des niveaux de précision croissants, la préférence devant être accordée au niveau doté du numéro le plus élevé.

L'exploitant peut appliquer différents niveaux de méthode approuvés aux différentes variables entrant dans un calcul (flux de combustible/flux de matières, pouvoir calorifique inférieur, facteurs d'émission, facteurs d'oxydation et de conversion). Le choix des niveaux nécessite l'approbation de l'autorité compétente (voir point 4.3).

Les niveaux équivalents portent le même numéro assorti d'une lettre (niveau 2a et 2b, par exemple). Lorsque les présentes lignes directrices prévoient plusieurs méthodes de calcul pour certaines activités (annexe VII, par exemple: «Méthode A — Apports (charge) dans le four» et «Méthode B — Production de clinker»), l'exploitant ne peut passer d'une méthode à l'autre que s'il est en mesure de démontrer, à la satisfaction de l'autorité compétente, que ce changement permettra de renforcer la précision de la surveillance et de la déclaration des émissions de l'activité concernée.

Les exploitants doivent utiliser le niveau de méthode le plus élevé pour déterminer toutes les variables concernant l'ensemble des flux pour toutes les installations des catégories B ou C. Un niveau immédiatement inférieur ne pourra être appliqué à la détermination d'une variable que s'il est prouvé, à la satisfaction de l'autorité compétente, que l'application du niveau le plus élevé est techniquement impossible ou qu'elle entraînerait des coûts excessifs. Pour les installations dont les émissions dépassent les 500 kilotonnes de CO₂ d'origine fossile par an (c'est-à-dire les installations de la catégorie C), l'État membre, conformément à l'article 21 de la directive 2003/87/CE, informe la Commission si une combinaison de niveaux supérieurs n'est pas appliquée pour l'ensemble des principaux flux.

Sous réserve de la partie 16, les États membres veillent à ce que, pour l'ensemble des principaux flux, les exploitants appliquent au moins les niveaux indiqués au tableau 1 ci-après, sauf en cas d'impossibilité technique.

Avec l'approbation de l'autorité compétente, l'exploitant peut choisir le niveau 1 comme niveau minimal pour les variables utilisées pour calculer les émissions provenant de flux mineurs, et appliquer les méthodes de surveillance et de déclaration en utilisant sa propre méthode d'estimation, sans appliquer de niveaux, pour les flux de minimis.

L'exploitant devra sans tarder proposer des modifications portant sur les niveaux de méthode dans les cas suivants:

- les données accessibles ont changé, ce qui permet de déterminer les émissions de manière plus précise,
- un nouveau type d'émission est apparu,
- la gamme des combustibles ou des matières premières concernés s'est considérablement modifiée,
- des erreurs dues à la méthode de surveillance ont été détectées dans les données,
- l'autorité compétente a demandé une modification.

Pour les combustibles et matières issus de la biomasse considérés comme purs, il est possible d'appliquer des approches sans niveaux pour les installations, ou les parties techniquement identifiables d'installations, à moins que la valeur correspondante ne doive être utilisée pour déduire des émissions déterminées par des mesures continues le CO₂ issu de la biomasse. La méthode du bilan massique fait partie de ces méthodes dépourvues de niveaux. Les émissions de CO₂ dues aux impuretés fossiles présentes dans les combustibles et les matières

considérés comme biomasse pure doivent être déclarés au titre du flux «biomasse» et peuvent être estimés au moyen de méthodes dépourvues de niveaux. La caractérisation des mélanges de combustibles et de matières contenant de la biomasse s'effectue sur la base des dispositions du point 13.4 de la présente annexe, sauf dans le cas des flux de minimis.

S'il n'est provisoirement pas possible, pour des raisons techniques, d'appliquer le niveau le plus élevé ou le niveau approuvé pour une variable, l'exploitant peut appliquer le niveau le plus élevé possible, jusqu'à ce que les conditions permettant l'application du niveau précédent aient été rétablies. L'exploitant devra démontrer sans tarder à l'autorité compétente la nécessité de changer les niveaux de méthode et lui donner des renseignements sur la méthode de surveillance provisoire. Il prendra toutes les mesures nécessaires pour que le niveau initial soit à nouveau appliqué dans les meilleurs délais aux fins de la surveillance et de la déclaration.

Les changements de niveau doivent être dûment étayés. Les lacunes mineures dans les données résultant de l'immobilisation des systèmes de mesure doivent être traitées conformément aux bonnes pratiques professionnelles de manière à obtenir une estimation prudente des émissions, conformément aux dispositions du document de référence PRIP (Prévention et réduction intégrées de la pollution) de juillet 2003 ⁽¹⁾ sur les principes généraux de surveillance. Lorsque les niveaux sont modifiés durant la période de déclaration, les résultats portant sur l'activité au cours de la période concernée sont calculés et déclarés à l'autorité compétente dans des rubriques séparées de la déclaration annuelle.

⁽¹⁾ Disponible sur le site suivant: <http://eippcb.jrc.es>.

Tableau 1

Exigences minimales

(«s.o.» signifie «sans objet»)

Colonne A: «installations de catégorie A» [c'est-à-dire les installations dont les émissions annuelles déclarées moyennes pendant la période d'échanges précédente (ou une estimation ou projection prudente, si les émissions déclarées ne sont pas disponibles ou ne sont plus applicables) sont inférieures ou égales à 50 kilotonnes de CO₂ d'origine fossile avant déduction du CO₂ transféré].

Colonne B: «installations de catégorie B» [c'est-à-dire les installations dont les émissions annuelles déclarées moyennes pendant la période d'échanges précédente (ou une estimation ou projection prudente, si les émissions déclarées ne sont pas disponibles ou ne sont plus applicables) sont supérieures à 50 kilotonnes et inférieures ou égales à 500 kilotonnes de CO₂ d'origine fossile avant déduction du CO₂ transféré].

Colonne C: «installations de catégorie C» [c'est-à-dire les installations dont les émissions annuelles déclarées moyennes pendant la période d'échanges précédente (ou une estimation ou projection prudente, si les émissions déclarées ne sont pas disponibles ou ne sont plus applicables) sont supérieures à 500 kilotonnes de CO₂ d'origine fossile avant déduction du CO₂ transféré].

Annexe/activité	Données d'activité						Facteur d'émission			Données sur la composition			Facteur d'oxydation			Facteur de conversion		
	Flux de combustible			Pouvoir calorifique inférieur			A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
II: Combustion																		
Combustibles marchands ordinaires	2	3	4	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	1	s.o.	s.o.	s.o.
Autres combustibles gazeux et liquides	2	3	4	2a/2b	2a/2b	3	2a/2b	2a/2b	3	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	1	s.o.	s.o.	s.o.
Combustibles solides	1	2	3	2a/2b	3	3	2a/2b	3	3	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	1	s.o.	s.o.	s.o.
Méthode du bilan massique pour la production de noir de carbone et les terminaux de traitement du gaz	1	2	3	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	1	2	2	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
Torchères	1	2	3	s.o.	s.o.	s.o.	1	2a/b	3	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	1	s.o.	s.o.	
Épuration																		
Carbonate	1	1	1	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	1	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	
Gypse	1	1	1	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	1	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	

	Données d'activité						Facteur d'émission			Données sur la composition			Facteur de conversion		
	Flux de matières			Pouvoir calorifique inférieur			A	B	C	A	B	C	A	B	C
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
III: Raffineries															
Régénération des catalyseurs de craquage catalytique	1	1	1	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
Production d'hydrogène	1	2	2	s.o.	s.o.	s.o.	1	2	2	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
IV: Cokeries															
Bilan massique	1	2	3	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	2	3	3	s.o.	s.o.	s.o.
Combustible employé pour alimenter le procédé	1	2	3	2	2	3	2	3	3	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
V: Grillage et frittage de minerai métallique															
Bilan massique	1	2	3	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	2	3	3	s.o.	s.o.	s.o.
Apport de carbonates	1	1	2	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	1	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	1
VI: Fer et acier															
Bilan massique	1	2	3	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	2	3	3	s.o.	s.o.	s.o.
Combustible employé pour alimenter le procédé	1	2	3	2	2	3	2	3	3	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
VII: Ciment															
Sur la base de la charge du four	1	2	3	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	1	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	2
Production de clinker	1	1	2	s.o.	s.o.	s.o.	1	2	3	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	2.
Poussières des fours à ciment (CKD)	1	1	2	s.o.	s.o.	s.o.	1	2	2	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
Carbone non issu de carbonates	1	1	2	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	2	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	2
VIII: Chaux															
Carbonates	1	2	3	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	1	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	2
Oxydes alcalino-terreux	1	1	2	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	1	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	2.
IX: Verre															
Carbonates	1	1	2	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	1	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
X: Céramique															
Apports de carbone	1	1	2	s.o.	s.o.	s.o.	1	2	3	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	2

	Données d'activité						Facteur d'émission			Données sur la composition			Facteur de conversion		
	Flux de matières			Pouvoir calorifique inférieur			A	B	C	A	B	C	A	B	C
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Oxyde alcalin	1	1	2	s.o.	s.o.	s.o.	1	2	3	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	2
Épuration	1	1	1	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	1	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
XI: Papier et pâte à papier															
Méthode standard	1	1	1	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	1	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.

5.3. MÉTHODES ALTERNATIVES

Lorsqu'il est techniquement impossible ou excessivement coûteux d'appliquer au moins les exigences de niveau 1 pour tous les flux (à l'exception des flux de minimis), l'exploitant applique une méthode dite «méthode alternative». Il est alors exempté de l'application du point 5.2 de la présente annexe et peut élaborer une méthode de surveillance parfaitement adaptée. L'exploitant doit démontrer, à la satisfaction de l'autorité compétente, que l'application de cette méthode de surveillance alternative à l'ensemble de l'installation permet de respecter les seuils d'incertitude indiqués au tableau 2 pour le niveau annuel des émissions de gaz à effet de serre de l'ensemble de l'installation.

L'analyse d'incertitude quantifie les incertitudes de tous les paramètres et variables utilisés pour le calcul du niveau d'émission annuel en tenant compte du Guide ISO pour l'expression de l'incertitude de mesure (1995) ⁽¹⁾ et de la norme ISO 5168:2005. L'analyse doit être réalisée avant l'approbation du plan de surveillance par l'autorité compétente sur la base des données de l'année précédente, et doit être actualisée chaque année. Cette actualisation annuelle est préparée parallèlement à la déclaration d'émissions annuelle, et est soumise à vérification.

Les installations appliquant la méthode alternative doivent être notifiées par les États membres à la Commission en vertu de l'article 21 de la directive 2003/87/CE. Dans la déclaration d'émissions annuelle, l'exploitant détermine et notifie les valeurs (lorsqu'elles sont disponibles), ou les estimations les plus précises des données d'activité, des pouvoirs calorifiques inférieurs, des facteurs d'émission, des facteurs d'oxydation et d'autres paramètres, en recourant, le cas échéant, à des analyses de laboratoire. Les méthodes employées doivent figurer dans le plan de surveillance et être approuvées par l'autorité compétente. Le tableau 2 ne s'applique pas aux installations dont les émissions de gaz à effet de serre sont déterminées au moyen de systèmes de surveillance continue des émissions, conformément à l'annexe XII.

Tableau 2

Seuils d'incertitude globaux alternatifs

Catégorie d'installation	Seuil d'incertitude à respecter pour la valeur des émissions annuelles totales
A	± 7,5 %
B	± 5,0 %
C	± 2,5 %

5.4. DONNÉES D'ACTIVITÉ

Les données d'activité englobent les informations sur les flux de matières, la consommation de combustibles, les matières entrantes ou la production. Elles sont exprimées en contenu énergétique [TJ] (dans des cas exceptionnels, elles peuvent également être exprimées en masse ou en volume [t ou Nm³], voir le point 5.5) pour les combustibles et en masse ou volume pour les matières premières ou les produits [t ou Nm³].

L'exploitant peut déterminer les données d'activité en se basant sur la quantité de combustibles ou de matières facturées, déterminée conformément aux dispositions de l'annexe I et aux niveaux approuvés des annexes II à XI.

Lorsque les données d'activité destinées au calcul des émissions ne peuvent pas être déterminées directement, elles sont déterminées en évaluant la variation des stocks, suivant la formule suivante:

$$\text{matières C} = \text{matières P} + (\text{matières S} - \text{matières E}) - \text{matières O}$$

dans laquelle:

matières C: matières transformées pendant la période de déclaration considérée

matières P: matières achetées pendant la période de déclaration considérée

matières S: stock de matières au début de la période de déclaration considérée

matières E: stock de matières à la fin de la période de déclaration considérée

matières O: matières utilisées à d'autres fins (transport ou revente)

⁽¹⁾ «Guide pour l'expression de l'incertitude de mesure», ISO/TAG-4. Publié par l'Organisation internationale de normalisation (ISO) en 1993 (corrigé et réimprimé en 1995) au nom du BIPM, de la CEI, de l'IFCC, de l'UICPA, de l'UIPPA et de l'OIML.

Lorsqu'il est techniquement impossible ou excessivement coûteux de déterminer les «matières S» et les «matières E» par des mesures directes, l'exploitant peut évaluer ces deux quantités en se fondant

— sur les données des années précédentes et sur des corrélations avec la production obtenue pendant l'année de déclaration,

ou

— sur des méthodes documentées et sur les données correspondantes figurant dans les états financiers vérifiés couvrant la période de déclaration.

Lorsqu'il est techniquement impossible ou excessivement coûteux de déterminer les données d'activité annuelles pour une période couvrant exactement une année civile, l'exploitant peut choisir le premier jour ouvrable approprié pour séparer une année de déclaration de l'année de déclaration suivante. Les écarts éventuels concernant un ou plusieurs flux doivent être clairement consignés, constituer la base d'une valeur représentative de l'année civile, et être pris en compte de manière cohérente pour l'année suivante.

5.5. FACTEURS D'ÉMISSION

Les facteurs d'émission reposent sur la teneur en carbone des combustibles ou des matières entrantes et sont exprimés en t CO₂/TJ (émissions de combustion), en t CO₂/t ou en t CO₂/Nm³ (émissions de procédé).

Dans un souci de transparence et de cohérence optimale avec les inventaires nationaux des gaz à effet de serre, l'utilisation, pour les émissions de combustion, de facteurs d'émission pour un combustible exprimés en t CO₂/t plutôt qu'en t CO₂/TJ est réservée aux cas dans lesquels l'exploitant devrait sans cela supporter des coûts excessifs.

Le facteur de conversion suivant ⁽¹⁾ (3,664) [t CO₂/t C] est utilisé pour convertir le carbone en équivalent CO₂.

Les facteurs d'émission et les dispositions relatives à l'élaboration des facteurs d'émission spécifiques figurent dans les parties 11 et 13 de la présente annexe.

La biomasse est considérée comme ayant un bilan CO₂ neutre. Un facteur d'émission de 0 [t CO₂/TJ ou t ou Nm³] lui est appliqué. Une liste indicative des différents types de matières acceptées en tant que biomasse figure à la partie 12 de la présente annexe.

Un facteur d'émission pondéré sera appliqué pour les combustibles ou les matières contenant à la fois du carbone d'origine fossile et du carbone issu de la biomasse. Ce facteur sera défini en fonction de la part de carbone d'origine fossile dans la teneur en carbone totale du combustible. Ce calcul devra être transparent et documenté conformément aux règles et aux procédures de la partie 13 de la présente annexe.

Le CO₂ inhérent qui est transféré en tant que composant d'un combustible dans une installation relevant du SCEQE (système communautaire d'échange de quotas d'émission) (par exemple gaz de haut fourneau, gaz de cokerie ou gaz naturel) est comptabilisé dans le facteur d'émission défini pour ce combustible.

Sous réserve de l'approbation de l'autorité compétente, le CO₂ inhérent provenant d'un flux mais transféré par la suite hors d'une installation en tant que composant d'un combustible peut être déduit des émissions de cette installation, qu'il soit ou non acheminé vers une autre installation relevant du SCEQE. En tout état de cause, il doit être enregistré pour mémoire. Les États membres doivent notifier les installations concernées à la Commission dans le cadre des obligations qui leur incombent en vertu de l'article 21 de la directive 2003/87/CE.

5.6. FACTEURS D'OXYDATION ET DE CONVERSION

La proportion de carbone qui n'est pas oxydée ou convertie lors du procédé est représentée au moyen d'un facteur d'oxydation pour les émissions de combustion ou d'un facteur de conversion pour les émissions de procédé. Dans le cas des facteurs d'oxydation, il est dérogé à l'obligation d'appliquer le niveau le plus élevé possible. Lorsque plusieurs types de combustibles sont utilisés dans une installation et que des facteurs d'oxydation spécifiques sont calculés, l'exploitant peut, sous réserve de l'approbation de l'autorité compétente, déterminer un facteur d'oxydation agrégé pour l'activité et l'appliquer à l'ensemble des combustibles, ou imputer l'oxydation incomplète à un flux de combustible majeur et appliquer la valeur 1 aux autres flux, sauf en cas d'utilisation de la biomasse.

⁽¹⁾ Sur la base du rapport des masses atomiques du carbone (12,011) et de l'oxygène (15,9994).

5.7. CO₂ TRANSFÉRÉ

Sous réserve de l'approbation de l'autorité compétente, l'exploitant peut retrancher du niveau calculé des émissions de l'installation l'ensemble du CO₂ qui n'est pas émis par l'installation, mais transféré hors de l'installation sous forme de substance pure, ou qui est utilisé et intégré directement dans des produits ou comme matière première, à condition que la déduction se traduise par une réduction correspondante pour l'activité et l'installation que l'État membre concerné déclare dans l'inventaire national soumis au secrétariat de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques. La quantité respective de CO₂ sera enregistrée pour mémoire. Les États membres doivent notifier les installations concernées à la Commission européenne dans le cadre des obligations qui leur incombent en vertu de l'article 21 de la directive 2003/87/CE. Un «transfert de CO₂» hors d'une installation peut notamment avoir lieu dans les situations suivantes:

- CO₂ pur utilisé pour gazéifier les boissons,
- CO₂ pur utilisé sous forme de neige carbonique à des fins de réfrigération,
- CO₂ pur utilisé comme agent d'extinction d'incendie, de réfrigérant ou de gaz de laboratoire,
- CO₂ pur utilisé pour désinfecter les céréales,
- CO₂ pur utilisé comme solvant dans l'industrie agroalimentaire ou chimique,
- CO₂ utilisé et intégré dans des produits ou des matières premières dans l'industrie chimique et papetière (urée ou précipités de carbonates, par exemple),
- carbonates intégrés dans un produit d'absorption en voie sèche par pulvérisation (SDAP) issu de l'épuration semi-sèche des effluents gazeux.

La masse du CO₂ ou des carbonates transférés annuellement est déterminée avec une incertitude maximale inférieure à 1,5 %, soit directement, au moyen de débitmètres volumiques ou massiques ou par pesage, soit, le cas échéant, indirectement, à partir de la masse du produit concerné (carbonates ou urée).

Lorsqu'une partie du CO₂ transféré est issu de la biomasse, ou lorsqu'une installation ne relève que partiellement de la directive 2003/87/CE, l'exploitant ne déduit que la fraction correspondante de la masse de CO₂ transféré qui provient de combustibles fossiles et de matières premières utilisés dans le cadre d'activités couvertes par la directive. Les méthodes d'imputation employées doivent se fonder sur des estimations prudentes et être approuvées par l'autorité compétente.

6. MÉTHODES FONDÉES SUR LA MESURE

6.1. GÉNÉRALITÉS

Comme l'indique le point 4.2, les émissions de gaz à effet de serre provenant de toutes les sources ou de certaines d'entre elles peuvent être déterminées au moyen d'une méthode fondée sur la mesure faisant appel à des systèmes de mesure continue des émissions (SMC), en appliquant des méthodes normalisées ou reconnues, dès lors que l'exploitant a reçu confirmation de la part de l'autorité compétente, avant la période de déclaration, que le SMC permet d'obtenir une précision plus grande que si les émissions étaient calculées avec le niveau de méthode le plus élevé. Les procédures spécifiques à appliquer pour les méthodes fondées sur la mesure figurent à l'annexe XII des présentes lignes directrices. Les installations recourant à des SMC dans le cadre de leur système de surveillance doivent être notifiées par les États membres à la Commission en vertu de l'article 21 de la directive 2003/87/CE.

Les procédures suivies pour mesurer les concentrations et les débits massiques ou volumiques doivent, le cas échéant, être conformes à une méthode normalisée permettant de limiter le biais d'échantillonnage et de mesure, et dont le degré d'incertitude de mesure est connu. Il conviendra, si elles existent, d'utiliser les normes du CEN (Comité européen de normalisation). En l'absence de normes CEN, il conviendra d'appliquer les normes ISO (Organisation internationale de normalisation) ou les normes nationales appropriées. En l'absence de normes applicables, les procédures sont si possible menées conformément aux projets de normes appropriés ou aux lignes directrices sur les meilleures pratiques publiées par l'industrie.

Les normes ISO appropriées sont notamment les suivantes:

- ISO 12039:2001 «Émissions de sources fixes — Détermination de la concentration de monoxyde de carbone, de dioxyde de carbone et d'oxygène — Caractéristiques de fonctionnement et étalonnage de systèmes automatiques de mesure»,
- ISO 10396:2006 «Émissions de sources fixes — Échantillonnage pour la détermination automatique des concentrations de gaz»,

- ISO 14164:1999 «Émissions de sources fixes — Détermination du débit-volume des courants gazeux dans des conduites — Méthode automatisée».

La fraction des émissions de CO₂ mesurées issue de la biomasse doit être soustraite suivant la méthode de calcul et enregistrée pour mémoire (voir partie 14 de la présente annexe).

6.2. NIVEAUX POUR LES MÉTHODES FONDÉES SUR LA MESURE

Les exploitant d'installations doivent utiliser le niveau le plus élevé prévu à l'annexe XII pour chaque source d'émission visée dans l'autorisation d'émettre des gaz à effet de serre et dont les émissions de gaz à effet de serre sont déterminées au moyen d'un SMC.

Un niveau immédiatement inférieur ne pourra être appliqué pour la source d'émission concernée que s'il est prouvé, à la satisfaction de l'autorité compétente, que l'application du niveau le plus élevé est techniquement impossible ou qu'elle entraînerait des coûts excessifs. Le niveau choisi doit donc, pour chaque source d'émission, refléter le niveau de précision le plus élevé pouvant être techniquement atteint sans entraîner de coûts excessifs. Le choix des niveaux nécessite l'approbation de l'autorité compétente (voir point 4.3).

Pour les périodes de déclaration 2008-2012, le niveau minimal à appliquer est le niveau 2 de l'annexe XII, sauf en cas d'impossibilité technique.

6.3. AUTRES PROCÉDURES ET EXIGENCES À RESPECTER

a) *Taux d'échantillonnage*

Des moyennes horaires (correspondant à une «heure de données valide») sont calculées (le cas échéant) pour les éléments nécessaires à la détermination des émissions — conformément à l'annexe XII — en utilisant tous les relevés de données horaires disponibles pour l'heure considérée. Dans le cas d'un équipement impossible à contrôler ou hors service pendant une partie de l'heure, la moyenne horaire sera calculée au pro rata des relevés de données restants pour l'heure considérée. S'il est impossible de calculer une heure de données valide pour un élément de la détermination des émissions, le nombre de relevés de données horaires disponibles étant inférieur à 50 % du nombre maximal ⁽¹⁾, l'heure est considérée comme perdue. Chaque fois qu'il est impossible de calculer une heure de données valide, on calculera des valeurs de substitution conformément aux dispositions de la présente partie.

b) *Données manquantes*

Lorsqu'il est impossible d'obtenir une heure de données valide pour un ou plusieurs éléments du calcul des émissions du fait que l'équipement est hors contrôle (par exemple dans le cas d'erreurs d'étalonnage ou de problèmes d'interférences) ou hors service, l'exploitant détermine des valeurs de substitution pour chaque heure de données manquante, suivant les indications ci-après.

i) **Concentrations**

Lorsqu'il est impossible d'obtenir une heure de données valide pour un paramètre mesuré directement en concentration (gaz à effet de serre, O₂, etc.), il est calculé une valeur de substitution C^*_{subst} pour l'heure en question, comme suit:

$$C^*_{subst} = \bar{C} + \sigma_{C-}$$

avec:

\bar{C} : moyenne arithmétique de la concentration du paramètre concerné,

σ_{C-} : meilleure estimation de l'écart-type de la concentration du paramètre concerné.

La moyenne arithmétique et l'écart-type sont calculés à la fin de la période de déclaration sur la base de l'ensemble des données d'émission mesurées pendant cette période. S'il est impossible de se fonder sur la période de déclaration en raison de modifications techniques importantes apportées à l'installation, une période représentative, si possible d'une durée d'un an, sera convenue avec l'autorité compétente.

Le calcul de la moyenne arithmétique et de l'écart-type seront présentés au vérificateur.

⁽¹⁾ Le nombre maximal de relevés de données horaires dépend de la fréquence de mesure.

ii) **Autres paramètres**

Lorsqu'il est impossible d'obtenir une heure de donnée valide pour les paramètres qui ne sont pas mesurés directement en concentration, il est calculé des valeurs de substitution en recourant à la méthode du bilan massique ou à la méthode du bilan énergétique. Les autres éléments mesurés entrant dans le calcul des émissions seront utilisés pour la validation des résultats.

La méthode du bilan massique ou énergétique et les hypothèses sur lesquelles elle repose seront clairement étayées et présentées au vérificateur avec les résultats calculés.

c) **Vérification du calcul des émissions**

Il convient, parallèlement à la détermination des émissions au moyen d'une méthode fondée sur la mesure, de déterminer les émissions annuelles de chaque gaz à effet de serre considéré par calcul, suivant sur l'une des options suivantes:

- a) calcul des émissions conformément à l'annexe correspondant à chaque activité. Pour le calcul des émissions, on peut généralement appliquer les niveaux inférieurs (soit au minimum le niveau 1), ou
- b) calcul des émissions conformément aux lignes directrices du GIEC 2006, par exemple en recourant aux méthodes du niveau 1.

Des écarts peuvent se produire entre les résultats des mesures et les résultats obtenus par calcul. L'exploitant examine la corrélation entre les résultats obtenus par mesure et par calcul, en tenant compte de la possibilité d'un écart inhérent à l'utilisation de deux approches différentes. Compte tenu de cette corrélation, l'exploitant utilisera les résultats obtenus par calcul pour vérifier les résultats obtenus par mesure.

Dans la déclaration d'émissions annuelle, l'exploitant détermine et notifie les données utiles (lorsqu'elles sont disponibles), ou les estimations les plus précises des données d'activité, des pouvoirs calorifiques inférieurs, des facteurs d'émission, des facteurs d'oxydation et des autres paramètres utilisés pour déterminer les émissions conformément aux annexes II à XI, en recourant, le cas échéant, à des analyses de laboratoire. Les différentes approches adoptées, ainsi que la méthode retenue pour le calcul de vérification, doivent être consignées dans le plan de surveillance et approuvées par l'autorité compétente.

Lorsque la comparaison avec les résultats obtenus par calcul indique clairement que les résultats de l'approche fondée sur les mesures ne sont pas valables, l'exploitant utilise les valeurs de substitution décrites dans la présente partie.

7. ÉVALUATION DE L'INCERTITUDE

7.1. CALCUL

La présente partie est sous réserve de la partie 16 de la présente annexe. L'exploitant doit connaître les principales sources d'incertitude lors du calcul des émissions.

Dans le cas de la méthode fondée sur le calcul, conformément au point 5.2, l'autorité compétente approuve la combinaison des niveaux pour chaque flux de l'installation, ainsi que tous les autres aspects concernant la méthode de surveillance tels qu'ils figurent dans l'autorisation de l'installation. Ce faisant, elle accepte l'incertitude résultant directement de l'application correcte de la méthode de surveillance agréée, ce qui apparaît dans le contenu de l'autorisation. Aux fins de la directive 2003/87/CE, l'indication de la combinaison des niveaux dans la déclaration d'émissions revient à déclarer l'incertitude. Il n'y a donc pas d'autres exigences en matière de déclaration de l'incertitude lorsque la méthode fondée sur le calcul est appliquée.

L'incertitude déterminée pour le système de mesure dans le cadre de la combinaison de niveaux choisie englobe l'incertitude spécifiée pour les instruments de mesure employés, l'incertitude d'étalonnage et toute autre incertitude liée au mode d'utilisation des instruments de mesure. Les valeurs seuils indiquées dans le cadre des niveaux choisis correspondent à l'incertitude associée à une valeur donnée pour une période de déclaration.

Dans le cas des matières ou combustibles marchands, les autorités compétentes peuvent autoriser les exploitants à déterminer le flux annuel de combustibles/matières sur la seule base de la quantité de combustibles ou de matières facturée, sans exiger d'autres preuves pour les incertitudes connexes, à condition que la législation nationale ou l'application attestée des normes nationales ou internationales en vigueur garantisse le respect des exigences correspondantes en matière d'incertitude applicables aux données d'activité pour les transactions commerciales.

Dans tous les autres cas, l'exploitant doit apporter une preuve écrite du degré d'incertitude lié à la détermination des données d'activité pour chaque flux, afin de démontrer la conformité aux seuils d'incertitude définis dans les annexes II à XI des présentes lignes directrices. Pour effectuer les calculs, l'exploitant se fonde sur les spécifications indiquées par le fournisseur des instruments de mesure. En l'absence de spécifications, l'exploitant prévoit une évaluation de l'incertitude liée à l'instrument de mesure. Dans les deux cas, il apporte à ces spécifications les corrections nécessaires compte tenu des effets liés aux conditions réelles d'utilisation, et notamment à l'âge de l'équipement, aux caractéristiques de l'environnement physique, à l'étalonnage et à la maintenance. Ces corrections peuvent requérir un jugement d'expert prudent.

S'il emploie des systèmes de mesure, l'exploitant doit tenir compte de l'effet cumulé de tous les composants du système de mesure sur l'incertitude des données d'activité annuelles en utilisant la loi de propagation des erreurs ⁽¹⁾, qui permet d'obtenir deux règles pratiques pour combiner des incertitudes non corrélées, par addition et multiplication, ou au moyen des approximations prudentes correspondantes dans le cas d'incertitudes interdépendantes:

a) **Pour l'incertitude d'une somme (par exemple la somme des contributions individuelles à une valeur annuelle)**

pour les incertitudes non corrélées:

$$U_{\text{total}} = \frac{\sqrt{(U_1 \cdot x_1)^2 + (U_2 \cdot x_2)^2 + \dots + (U_n \cdot x_n)^2}}{|x_1 + x_2 + \dots + x_n|}$$

pour les incertitudes interdépendantes:

$$U_{\text{total}} = \frac{(U_1 \cdot x_1) + (U_2 \cdot x_2) + \dots + (U_n \cdot x_n)}{|x_1 + x_2 + \dots + x_n|}$$

avec:

U_{total} : incertitude de la somme, exprimée en pourcentage en pourcentage;

x_i et U_i : quantités incertaines et leurs pourcentages d'incertitude respectifs.

b) **Pour l'incertitude d'un produit (par exemple le produit des différents paramètres utilisés pour convertir l'indice d'un compteur en données de flux massique)**

pour les incertitudes non corrélées:

$$U_{\text{total}} = \sqrt{U_1^2 + U_2^2 + \dots + U_n^2}$$

pour les incertitudes interdépendantes:

$$U_{\text{total}} = U_1 + U_2 + \dots + U_n$$

avec:

U_{total} : incertitude du produit, exprimée en pourcentage;

U_i : pourcentage d'incertitude associé à chaque quantité.

L'exploitant devra, au moyen de la procédure d'assurance et de contrôle de la qualité, traiter et réduire les incertitudes subsistant dans les données d'émission indiquées dans la déclaration d'émissions. Lors de la vérification, le vérificateur s'assurera de la bonne application de la méthode de surveillance agréée et vérifiera le traitement et la réduction des incertitudes résiduelles au moyen des procédures de contrôle et d'assurance de la qualité mises en œuvre par l'exploitant.

⁽¹⁾ Voir:

- Annexe 1 du Guide des bonnes pratiques 2000 et annexe I des *Lignes directrices révisées du GIEC*, version de 1996 (Instructions pour la communication des résultats): <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/public.htm>.
- Guide ISO/TAG 4 pour l'expression de l'incertitude de mesure publié par l'ISO en 1993 (corrigé et réimprimé en 1995) au nom du BIPM, de la CEI, de l'IFCC, de l'UICPA, de l'UIPPA et de l'OIML.
- ISO-5168:2005 Mesure de débit des fluides — Procédures pour le calcul de l'incertitude.

7.2 MESURE

Comme l'indique le point 4.2, un exploitant peut justifier l'utilisation d'une méthode fondée sur le calcul si elle permet de manière fiable de réduire l'incertitude par rapport à la méthode correspondante fondée sur la mesure (voir point 4.2). Il doit pour ce faire rapporter les résultats quantitatifs d'une analyse d'incertitude plus vaste dans laquelle les sources d'incertitude ci-après sont examinées, compte tenu de la norme EN 14181:

- incertitude spécifiée pour l'équipement de mesure continue,
- incertitudes d'étalonnage,
- toute autre incertitude liée au mode d'utilisation de l'équipement de surveillance.

Au vu des justifications invoquées par l'exploitant, l'autorité compétente peut approuver l'emploi par l'exploitant d'un système de mesure continue des émissions pour un certain nombre ou pour la totalité des sources de l'installation, ainsi que tous les autres aspects de la méthode de surveillance appliquée à ces sources et qui doivent figurer dans l'autorisation de l'installation. Ce faisant, elle accepte l'incertitude résultant directement de l'application correcte de la méthode de surveillance agréée, ce qui apparaît dans le contenu de l'autorisation.

L'exploitant indique, pour les sources et les flux d'émission concernés, l'incertitude résultant de cette première analyse plus vaste, dans la déclaration d'émissions annuelle remise à l'autorité compétente, jusqu'à ce que celle-ci réexamine la préférence accordée à la mesure plutôt qu'au calcul et demande que le chiffre de l'incertitude soit à nouveau calculé. Aux fins de la directive 2003/87/CE, l'indication du chiffre relatif à l'incertitude dans la déclaration d'émissions revient à déclarer l'incertitude.

L'exploitant devra, au moyen de la procédure d'assurance et de contrôle de la qualité, traiter et réduire les incertitudes subsistant dans les données d'émission indiquées dans la déclaration d'émissions. Lors de la vérification, le vérificateur s'assurera de la bonne application de la méthode de surveillance agréée et vérifiera le traitement et la réduction des incertitudes résiduelles au moyen des procédures de contrôle et d'assurance de la qualité mises en œuvre par l'exploitant.

8. DÉCLARATION

L'annexe IV de la directive 2003/87/CE expose les exigences en matière de déclaration applicables aux installations. Le format de déclaration présenté à la partie 14 de la présente annexe et les informations à consigner doivent servir de base à la déclaration des données quantitatives, à moins que la Commission européenne n'ait publié un protocole électronique standard équivalent aux fins de la déclaration annuelle.

La déclaration d'émissions couvre les émissions annuelles produites pendant une année civile d'une période de déclaration.

La déclaration doit être vérifiée conformément aux prescriptions détaillées définies par l'État membre en vertu de l'annexe V de la directive 2003/87/CE. L'exploitant soumet la déclaration vérifiée à l'autorité compétente pour le 31 mars de chaque année pour les émissions de l'année précédente.

L'autorité compétente met les déclarations d'émissions à la disposition du public dans les conditions définies dans la 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 ⁽¹⁾. En ce qui concerne l'application de l'exception définie à l'article 4, paragraphe 2, point d), de cette directive, l'exploitant peut indiquer dans la déclaration les informations qu'il juge sensibles sur le plan commercial.

Chaque exploitant inclut les informations suivantes dans la déclaration relative à une installation:

- 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;
- 2) pour toutes les sources et/ou flux d'émission, le total des émissions, la méthode adoptée (mesure ou calcul), les niveaux et la méthode choisis (le cas échéant), les données d'activité ⁽²⁾, les facteurs d'émission ⁽³⁾ et les facteurs d'oxydation et de conversion ⁽⁴⁾. Les informations suivantes, qui ne sont pas prises en compte dans les émissions, seront mentionnées pour mémoire: quantité de biomasse brûlée [TJ] ou employée dans des procédés [t ou m³]; émissions de CO₂ [t CO₂] provenant de la biomasse lorsque les émissions sont

⁽¹⁾ JO L 41 du 14.2.2003, p. 26.

⁽²⁾ Les données d'activité concernant les activités de combustion sont déclarées en énergie (pouvoir calorifique inférieur) et en masse. Les biocombustibles et les matières entrantes doivent également être déclarés comme données d'activité.

⁽³⁾ Les facteurs d'émission concernant les activités de combustion sont déclarés en émissions de CO₂ par contenu énergétique.

⁽⁴⁾ Les facteurs de conversion et d'oxydation sont déclarés en fractions, sans indication d'unité.

déterminées par une méthode de mesure, CO₂ transféré à partir d'une installation [t CO₂]; CO₂ inhérent quittant l'installation en tant que composant d'un combustible;

- 3) si les facteurs d'émission et les données d'activité pour les combustibles sont exprimés en masse et non en énergie, l'exploitant doit communiquer des variables représentatives supplémentaires pour le pouvoir calorifique inférieur annuel et le facteur d'émission de chaque combustible. Les «variables représentatives» désignent les valeurs annuelles — étayées de manière empirique ou par des sources reconnues — utilisées pour remplacer par des données les variables (à savoir flux de combustibles/matières, pouvoir calorifique inférieur ou facteurs d'émission, d'oxydation ou de conversion) requises dans les méthodes de calcul par défaut prévues aux annexes I à XI afin d'obtenir une déclaration complète même lorsque la méthode de surveillance ne produit pas toutes les variables nécessaires;
- 4) si la méthode du bilan massique est appliquée, l'exploitant doit déclarer le flux massique, la teneur en carbone et le contenu énergétique pour chaque flux de combustibles et de matières entrant dans l'installation et en sortant, ainsi que les stocks de combustibles et de matières;
- 5) en cas de surveillance continue des émissions (annexe XII), l'exploitant déclare les émissions annuelles de CO₂ d'origine fossile en plus des émissions de CO₂ provenant de la biomasse; en outre, l'exploitant doit communiquer, pour chaque combustible, des données représentatives supplémentaires pour le pouvoir calorifique inférieur annuel et le facteur d'émission ou, pour les matières et les produits, les autres paramètres utiles obtenus en effectuant le calcul de vérification;
- 6) s'il applique une méthode alternative conformément au point 5.3, l'exploitant communique des données représentatives supplémentaires pour tous les paramètres pour lesquels la méthode employée ne produit pas les données requises conformément aux annexes I à XI;
- 7) lorsqu'il y a utilisation de combustibles, mais que les émissions sont calculées en tant qu'émissions de procédé, l'exploitant doit communiquer, pour les émissions de combustion de ces combustibles, des données représentatives supplémentaires pour les variables correspondantes du calcul des émissions par défaut;
- 8) 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;
- 9) tout changement survenant dans l'installation au cours de la période de déclaration et qui présente un intérêt pour la déclaration des émissions.

Les informations visées aux points 8 et 9 et les informations supplémentaires visées au point 2 ne pouvant être présentées dans les tableaux du format de déclaration, elles figureront sous forme de texte dans la déclaration d'émissions annuelle.

Les combustibles et les émissions provenant de ces combustibles sont déclarés au moyen des catégories de combustibles du GIEC (voir la partie 11 de la présente annexe), qui se fondent sur les définitions de l'Agence internationale de l'énergie. Lorsque l'État membre dont relève l'exploitant a publié une liste des catégories de combustibles, ainsi que des définitions et des facteurs d'émission correspondant à ceux figurant dans le dernier inventaire national envoyé au secrétariat de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques, ces catégories et facteurs d'émission doivent être utilisés s'ils ont été approuvés au titre de la méthode de surveillance correspondante.

Les différents types de déchets et les émissions résultant de leur utilisation comme combustibles ou matières entrantes doivent également être déclarés. Les types de déchets sont déclarés en utilisant la classification de la liste communautaire de déchets établie dans la décision 2000/532/CE de la Commission du 3 mai 2000 remplaçant la décision 94/3/CE établissant une liste de déchets en application de l'article 1^{er}, point a), de la directive 75/442/CEE du Conseil relative aux déchets et la décision 94/904/CE du Conseil établissant une liste de déchets dangereux en application de l'article 1^{er}, paragraphe 4, de la directive 91/689/CEE du Conseil relative aux déchets dangereux ⁽¹⁾. Les codes à six chiffres respectifs doivent être ajoutés au nom des types de déchets correspondants utilisés dans l'installation.

Les émissions provenant de plusieurs sources ou flux situés dans une même installation et appartenant au même type d'activité peuvent être déclarées sous forme de total pour chaque type d'activité.

Les émissions sont rapportées en tonnes arrondies de CO₂ (1 245 978 tonnes, par exemple). Les valeurs concernant les données d'activité ainsi que les facteurs d'émission et les facteurs d'oxydation ou de conversion seront arrondies pour que seuls des chiffres significatifs soient pris en compte dans le calcul et la déclaration des émissions.

⁽¹⁾ JO L 226 du 6.9.2000, p. 3. Décision modifiée en dernier lieu par la décision 2001/573/CE du Conseil (JO L 203 du 28.7.2001, p. 18).

Afin de maintenir une cohérence entre les données déclarées au titre de la directive 2003/87/CE et les données déclarées par les États membres au titre de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques, ainsi qu'avec les autres données d'émission déclarées dans le cadre du registre européen des rejets et transferts de polluants (PRTR européen), chaque activité se déroulant dans une installation doit porter les codes d'un des deux systèmes de déclaration suivants:

- a) format de rapport commun des systèmes nationaux d'inventaire des gaz à effet de serre approuvé par les organes respectifs de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (voir point 15.1 de la présente annexe);
- b) code GIEC figurant à l'annexe I du règlement (CE) n° 166/2006 sur le Registre européen des émissions de polluants (EPER) (voir point 15.2 ci-après).

9. CONSERVATION DES DONNÉES

L'exploitant d'une installation doit, pour toutes les sources d'émission et/ou tous les flux liés aux activités visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE, étayer et archiver les données concernant la surveillance des émissions des gaz à effet de serre indiqués en relation avec ces activités.

Ces données de surveillance doivent être suffisantes pour vérifier la déclaration d'émissions annuelle remise par l'exploitant en vertu de l'article 14, paragraphe 3, de la directive 2003/87/CE, conformément aux critères définis à l'annexe V de cette directive.

Les données qui ne font pas partie de la déclaration d'émissions annuelle ne doivent être ni déclarées ni rendues publiques.

Afin que le vérificateur ou une autre partie tierce puisse reproduire la détermination des émissions, l'exploitant d'une installation doit, pour chaque année de déclaration, conserver les documents suivants pendant au moins dix ans après la transmission de la déclaration prévue à l'article 14, paragraphe 3, de la directive 2003/87/CE.

Pour les méthodes fondées sur le calcul:

- la liste de tous les flux surveillés,
- les données d'activité servant à calculer les émissions pour chaque flux, classées par procédé et par type de combustible ou de matière,
- les documents justifiant le choix de la méthode de surveillance et les changements temporaires ou permanents concernant la méthode de surveillance et les niveaux de méthode approuvés par l'autorité compétente,
- la documentation concernant la méthode de surveillance et les résultats issus de l'élaboration des facteurs d'émission spécifiques, des fractions de la biomasse concernant des combustibles spécifiques, ainsi que des facteurs d'oxydation ou de conversion, et les preuves respectives de l'agrément délivré par l'autorité compétente,
- la documentation sur la procédure de collecte des données d'activité concernant l'installation et ses flux,
- les données d'activité et les facteurs d'émission, d'oxydation ou de conversion transmis à l'autorité compétente pour préparer le plan national d'allocation de quotas et portant sur les années précédant la période couverte par le système d'échange,
- la documentation sur les responsabilités en matière de surveillance des émissions,
- la déclaration d'émissions annuelle, et
- toute autre information jugée nécessaire pour vérifier la déclaration d'émissions annuelle.

Dans le cas des méthodes fondées sur la mesure, les données supplémentaires à conserver sont les suivantes:

- la liste de toutes les sources d'émission surveillées,
- la documentation justifiant le choix d'une méthode fondée sur la mesure,
- les données utilisées pour effectuer l'analyse d'incertitude concernant les émissions de chaque source, classées par procédé,

- les données utilisées pour la vérification des calculs,
- la description technique détaillée du système de mesure continue et les documents prouvant l'agrément délivré par l'autorité compétente,
- les données brutes et agrégées fournies par le système de mesure continue, y compris la documentation concernant l'évolution du système, et le carnet de bord concernant les essais, les immobilisations, les étalonnages, l'entretien et la maintenance,
- la documentation concernant toute modification apportée au système de mesure continue.

10. CONTRÔLE ET VÉRIFICATION

Les modalités de contrôle et de vérification des émissions sont sous réserve des dispositions de la partie 16 de la présente annexe.

10.1. COLLECTE ET TRAITEMENT DES DONNÉES

L'exploitant met en place, alimente, applique et entretient un système performant de collecte et de traitement (ci-après dénommé «activités de gestion du flux de données») pour surveiller et déclarer les émissions de gaz à effet de serre conformément au plan de surveillance approuvé, à l'autorisation et aux présentes lignes directrices. Ces activités de gestion du flux de données comprennent la mesure, la surveillance, l'analyse, l'enregistrement, le traitement et le calcul des paramètres nécessaires pour déclarer les émissions de gaz à effet de serre.

10.2. SYSTÈME DE CONTRÔLE

L'exploitant met en place, alimente, applique et entretient 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 approuvé, à l'autorisation et aux présentes lignes directrices.

Le système de contrôle de l'exploitant se compose des procédures destinées à garantir l'efficacité de la surveillance et de la déclaration, conçues et mises en œuvre par les responsables de la déclaration d'émissions annuelle. Ce système de contrôle comprend les éléments suivants:

- a) la procédure d'évaluation du risque inhérent et du risque de contrôle mise en place par l'exploitant lui-même pour éviter la présence d'erreurs et de déclarations inexactes ou d'omissions (inexactitudes) dans la déclaration d'émissions annuelle, ainsi que d'irrégularités par rapport au plan de surveillance approuvé, à l'autorisation et aux lignes directrices;
- b) les activités de contrôle qui contribuent à réduire les risques répertoriés.

L'exploitant évalue et améliore son système de contrôle de manière à faire en sorte que la déclaration d'émissions annuelle soit exempte d'inexactitudes et d'irrégularités significatives. Les évaluations comprennent des vérifications internes du système de contrôle et des données déclarées. Le système de contrôle peut faire référence à d'autres procédures et documents, tels que ceux prévus dans le système communautaire de management environnemental et d'audit (EMAS) ou dans d'autres systèmes, dont la norme ISO 14001:2004 («Système de management environnemental — Spécifications et lignes directrices pour son utilisation»), la norme ISO 9001:2000 et les systèmes de contrôle financier. En cas de référence à ces systèmes, l'exploitant veille à ce que les exigences définies dans le plan de surveillance approuvé, dans le permis et dans les présentes lignes directrices soient respectées dans le système mis en œuvre.

10.3. ACTIVITÉS DE CONTRÔLE

Afin de contrôler et de réduire le risque inhérent et le risque de contrôle conformément au point 10.2, l'exploitant définit et met en œuvre des activités de contrôle conformément aux points 10.3.1 à 10.3.6 ci-après.

10.3.1. PROCÉDURES ET RESPONSABILITÉS

L'exploitant assigne des responsabilités pour toutes les activités de gestion du flux de données et toutes les activités de contrôle. Les fonctions antagonistes, telles que les activités de traitement et de contrôle, seront séparées dans la mesure du possible; si c'est impossible, l'exploitant mettra en place d'autres procédures de contrôle.

L'exploitant constitue une documentation écrite concernant les activités de gestion du flux de données décrites au point 10.1 et aux activités de contrôle prévues aux points 10.3.2 à 10.3.6, comprenant notamment:

- la séquence et l'interaction des activités de collecte et de traitement des données prévues au point 10.1, et notamment les méthodes de calcul ou de mesure utilisées,
- l'évaluation du risque de la définition et des évaluations du système de contrôle, conformément au point 10.2,
- la gestion des compétences nécessaires pour prendre en charge les responsabilités assignées conformément au point 10.3.1,
- l'assurance de la qualité des instruments de mesure et des équipements informatiques utilisés (le cas échéant), conformément au point 10.3.2,
- les analyses internes des données déclarées, conformément au point 10.3.3,
- les procédés externalisés, conformément au point 10.3.4,
- les corrections et les mesures correctives, conformément au point 10.3.5,
- les registres et la documentation, conformément au point 10.3.6.

Chacune de ces procédures couvre (le cas échéant) les éléments suivants:

- les responsabilités,
- les registres (électroniques et physiques, suivant le cas),
- les systèmes d'information utilisés (le cas échéant),
- les intrants et les extrants, avec mise en évidence du lien avec l'activité précédente et suivante,
- la fréquence (le cas échéant).

Les procédures doivent être de nature à réduire les risques répertoriés.

10.3.2. ASSURANCE DE LA QUALITÉ

L'exploitant s'assure que l'équipement de mesure est étalonné, réglé et vérifié à intervalles réguliers, y compris avant l'utilisation, et contrôlé par rapport à des normes de mesure correspondant aux normes internationales, lorsqu'elles existent, en fonction des risques répertoriés conformément au point 10.2. L'exploitant indique dans le plan de surveillance si des composants de l'instrument de mesure ne peuvent pas être étalonnés, et propose des activités de contrôle de remplacement, lesquelles sont soumises à l'approbation de l'autorité compétente. Si l'équipement n'est pas jugé conforme aux exigences, l'exploitant doit rapidement prendre les mesures correctrices qui s'imposent. Les documents relatifs aux résultats de l'étalonnage et à l'homologation doivent être conservés pendant une période de dix ans.

Si l'exploitant a recours aux technologies de l'information, et notamment à des systèmes informatiques pour la commande de processus, ces systèmes doivent être conçus, documentés, 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 répertoriés conformément au point 10.2. Il conviendra notamment de veiller à la bonne utilisation des formules de calcul consignées dans le plan de surveillance. Le contrôle des systèmes informatiques doit couvrir le contrôle d'accès, les systèmes de secours, la reprise, la pérennité et la sécurité.

10.3.3. ANALYSES ET VALIDATION DES DONNÉES

Pour gérer le flux des données, l'exploitant doit mettre en place et effectuer l'analyse et la validation des données en fonction des risques répertoriés conformément au point 10.2. Ces validations peuvent être manuelles ou électroniques. Elles doivent être conçues de manière que, dans la mesure du possible, les seuils de rejet des données soient clairs d'emblée.

Les données peuvent être analysées de manière simple et efficace au niveau opérationnel en comparant les valeurs surveillées au moyen de méthodes verticales et horizontales.

La méthode verticale compare les données concernant les émissions surveillées de la même installation sur différentes années. Une erreur est probable si des différences entre les données annuelles ne peuvent pas être expliquées par:

- des changements dans les niveaux d'activité,
- des changements concernant les combustibles ou les matières entrantes,
- des changements concernant les procédés à l'origine des émissions (par exemple, amélioration de l'efficacité énergétique).

La méthode horizontale compare les valeurs obtenues avec différents systèmes de collecte de données d'exploitation, dont:

- la comparaison des données concernant l'achat de combustibles ou de matières avec les données relatives à la variation des stocks (sur la base des informations sur le stock final et le stock initial) et avec les données sur la consommation pour les flux concernés;
- la comparaison des facteurs d'émission analysés, calculés ou communiqués par le fournisseur de combustibles, avec les facteurs d'émission de référence nationaux ou internationaux de combustibles comparables,
- la comparaison des facteurs d'émission fondée sur les analyses des combustibles avec les facteurs d'émission de référence nationaux ou internationaux de combustibles comparables,
- la comparaison des émissions mesurées avec les émissions calculées.

10.3.4. *PROCÉDÉS EXTERNALISÉS*

Lorsqu'un exploitant choisit d'externaliser un processus du flux de données, il doit contrôler la qualité de ces processus en fonction des risques répertoriés conformément au point 10.2. L'exploitant doit définir des exigences appropriées pour les résultats et les méthodes, et analyser la qualité fournie.

10.3.5. *CORRECTIONS ET MESURES CORRECTIVES*

Lorsqu'il apparaît qu'une partie des activités de gestion du flux de données ou des activités de contrôle (dispositif, équipement, membre du personnel, fournisseur, procédure ou autre) ne fonctionne pas de manière efficace ou ne fonctionne pas dans le respect des limites fixées, l'exploitant prend les mesures correctives appropriées et assure la correction des données rejetées. L'exploitant évalue la validité des résultats obtenus à l'issue des différentes étapes, détermine la cause du dysfonctionnement ou de l'erreur et prend les mesures correctives appropriées.

Les activités prévues dans la présente partie sont menées à bien conformément au point 10.2 (approche fondée sur le risque).

10.3.6. *REGISTRES ET DOCUMENTATION*

Afin de pouvoir démontrer et garantir la conformité et d'être en mesure de reconstituer les données d'émission déclarées, l'exploitant doit conserver pendant au moins dix ans les informations concernant toutes les activités de contrôle (y compris l'assurance/le contrôle de la qualité des équipements et des systèmes informatiques, ainsi que l'analyse et la validation des données et les corrections) et l'ensemble des informations énumérées à la partie 9 de la présente annexe.

L'exploitant veille à ce que les documents concernés soient disponibles au moment et à l'endroit où ils sont nécessaires aux fins des activités de gestion du flux des données et des activités de contrôle. L'exploitant doit se doter d'une procédure lui permettant d'identifier, de produire, de distribuer et de contrôler la version de ces documents.

Les activités évoquées dans la présente partie sont menées à bien suivant l'approche fondée sur le risque prévue à la partie 10.2.

10.4. *VÉRIFICATION*

10.4.1. *PRINCIPES GÉNÉRAUX*

La vérification a pour objectif de contrôler que les émissions ont bien été surveillées conformément aux lignes directrices et que les données d'émission qui seront déclarées en vertu de l'article 14, paragraphe 3, de la directive 2003/87/CE sont fiables et correctes. Les États membres tiennent compte des recommandations correspondantes publiées par la Coopération européenne pour l'accréditation (EA).

Sous réserve du point 10.4.2.e), une vérification donne lieu à un avis concluant, avec une assurance raisonnable, à la présence ou à l'absence d'inexactitudes significatives dans la déclaration d'émissions et à la présence ou à l'absence d'irrégularités significatives.

L'exploitant doit remettre au vérificateur la déclaration d'émissions, un exemplaire du plan de surveillance approuvé pour chacune de ses installations, ainsi que toute autre information utile.

La portée de la vérification est fonction des tâches que le vérificateur doit mener à bien pour atteindre l'objectif susmentionné. Le vérificateur doit mener au minimum les activités prévues au point 10.4.2 ci-après.

10.4.2. MÉTHODE DE VÉRIFICATION

Le vérificateur planifie et exécute la vérification avec une attitude de scepticisme professionnel consistant à reconnaître que, dans certaines circonstances, il se pourrait que la déclaration d'émissions annuelle contienne des inexactitudes significatives.

La procédure de vérification comprend les étapes suivantes:

a) *Analyse stratégique*

Le vérificateur doit:

- vérifier que le plan de surveillance a bien été approuvé par l'autorité compétente et que la version utilisée est correcte. Si tel n'est pas le cas, le vérificateur ne poursuit pas la vérification, sauf en ce qui concerne les éléments qui ne sont manifestement pas influencés par l'absence d'approbation,
- connaître chaque activité entreprise par l'installation, les sources d'émission et les flux présents dans l'installation, les équipements de mesure utilisés pour surveiller ou mesurer les données d'activité, l'origine et l'application des facteurs d'émission et des facteurs d'oxydation/de conversion, les autres données utilisées pour calculer ou mesurer les émissions, ainsi que l'environnement d'exploitation de l'installation,
- comprendre le plan de surveillance de l'exploitant, le flux des données et le système de contrôle; il devra également comprendre l'organisation globale de l'installation en ce qui concerne la surveillance et la déclaration,
- appliquer le seuil de signification défini dans le tableau 3 ci-dessous.

Tableau 3

Seuils de signification

	Seuil de signification
Installations des catégories A et B	5 %
Installations de la catégorie C	2 %

Le vérificateur effectue l'analyse stratégique de manière à pouvoir mener l'analyse des risques comme indiqué ci-après. En cas de nécessité, il procède pour cela à une visite du site.

b) *Analyse des risques*

Le vérificateur doit:

- analyser les risques inhérents et les risques de contrôle liés à la portée et à la complexité des activités de l'exploitant et des sources et flux d'émission susceptibles d'entraîner des déclarations inexactes et des irrégularités significatives,
- établir un plan de vérification proportionné à cette analyse des risques. Le plan de vérification décrit les modalités des activités de vérification. Il contient un programme de vérification et un plan d'échantillonnage des données. Le programme de vérification indique la nature des activités, le moment où elles doivent être exécutées et la portée qu'elles doivent avoir pour que le plan de vérification soit mené à bien. Le plan d'échantillonnage des données précise les données à analyser pour parvenir à un avis.

c) **Vérification**

Lorsqu'il effectue une vérification, le vérificateur procède, le cas échéant, à une visite du site, afin de contrôler le bon fonctionnement des compteurs et des systèmes de surveillance, de mener des entretiens et de recueillir suffisamment d'informations et d'éléments de preuve.

Le vérificateur doit en outre:

- appliquer le plan de vérification en recueillant des données, ainsi que toute autre information utile, dans le cadre des procédures d'échantillonnage, des tests de cheminement, des analyses documentaires, des procédures d'analyse et des procédures d'examen des données prévus, qui serviront de base à l'avis,
- confirmer la validité des informations utilisées pour calculer le degré d'incertitude indiqué dans le plan de surveillance approuvé,
- vérifier que le plan de surveillance approuvé est effectivement mis en œuvre et s'assurer de sa mise à jour,
- demander à l'exploitant de fournir les données manquantes ou de compléter les chapitres manquants des journaux d'audit, d'expliquer les variations apparaissant dans les données d'émission ou de revoir les calculs, avant de formuler un avis définitif. Le vérificateur doit, d'une manière ou d'une autre, signaler à l'exploitant toutes les irrégularités et les inexactitudes relevées.

L'exploitant corrige toutes les inexactitudes signalées. Cette correction porte sur l'ensemble du jeu de données d'où provient l'échantillon.

Le vérificateur, tout au long de la procédure de vérification, recherche les inexactitudes et les irrégularités en examinant si:

- le plan de surveillance a été mis en œuvre de manière à permettre la détection des irrégularités,
- les éléments de preuve recueillis lors de la collecte des données sont suffisamment clairs et objectifs pour permettre la détection des inexactitudes.

d) **Rapport de vérification interne**

À l'issue du processus de vérification, le vérificateur rédige un rapport de vérification interne. Le rapport de vérification contient les éléments indiquant que l'analyse stratégique, l'analyse des risques et le plan de vérification ont été menés de manière exhaustive et fournit suffisamment d'informations pour étayer l'avis. Il doit également faciliter l'évaluation potentielle de la vérification par l'autorité compétente et l'organisme d'accréditation.

Sur la base des conclusions du rapport de vérification interne, le vérificateur se prononce sur la présence de déclarations inexactes significatives par rapport au seuil de signification dans la déclaration d'émissions annuelle et sur l'existence d'irrégularités significatives ou d'autres éléments décisifs pour les conclusions de vérification.

e) **Rapport de vérification**

Le vérificateur présente la méthode de vérification, les observations qu'il a faites, et l'avis auquel il est parvenu, dans un rapport de vérification adressé à l'exploitant. L'exploitant doit soumettre ce rapport à l'autorité compétente avec sa déclaration d'émissions annuelle. Le vérificateur juge la déclaration d'émissions annuelle satisfaisante si les émissions totales déclarées ne sont pas entachées d'inexactitudes significatives et si, selon lui, il n'y a pas d'irrégularité significative. Le vérificateur peut consigner les inexactitudes ou irrégularités non significatives dans le rapport de vérification («déclaration jugée satisfaisante mais comportant des irrégularités ou des inexactitudes non significatives»). Le vérificateur peut également les signaler dans une lettre de recommandation séparée.

Le vérificateur peut conclure qu'une déclaration d'émissions annuelle n'est pas satisfaisante s'il a relevé des irrégularités significatives ou des déclarations inexactes (avec ou sans irrégularités significatives). Le vérificateur peut conclure qu'une déclaration d'émissions annuelle n'est pas vérifiée lorsque la portée de la vérification a été limitée (par les circonstances ou par des restrictions empêchant le vérificateur d'obtenir les éléments nécessaires pour ramener le risque de vérification à un niveau raisonnable) et/ou en cas d'incertitudes significatives.

Les États membres veillent à ce que l'exploitant remédie aux irrégularités et aux inexactitudes après consultation de l'autorité compétente dans un délai fixé par l'autorité compétente. En outre, les États membres veillent à ce que les divergences d'opinion entre les exploitants, les vérificateurs et les autorités

compétentes n'aient pas de répercussions sur la déclaration et à ce qu'elles soient réglées conformément aux dispositions de la directive 2003/87/CE, aux présentes lignes directrices, aux critères définis par les États membres conformément à l'annexe V de la directive et aux procédures nationales en vigueur.

11. FACTEURS D'ÉMISSION

La présente partie indique les facteurs d'émission de référence applicables à la méthode de niveau 1, qui permet d'utiliser des facteurs d'émission non spécifiques de l'activité pour la combustion de combustibles. Lorsqu'un combustible n'appartient pas à une catégorie de combustibles existante, l'exploitant doit se fonder sur son expérience pour le classer dans une catégorie appropriée, sous réserve de l'accord de l'autorité compétente.

Tableau 4

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 /T)	Pouvoir calorifique inférieur (TJ/Gg)
	Lignes directrices du GIEC 2006 (sauf biomasse)	Lignes directrices du GIEC 2006
Pétrole brut	73,3	42,3
Orimulsion	76,9	27,5
Gaz naturel	64,1	44,2
Essence automobile	69,2	44,3
Kérosène	71,8	43,8
Huile de schiste	73,3	38,1
Gazole/carburant diesel	74,0	43,0
Mazout résiduel	77,3	40,4
Gaz de pétrole liquéfié	63,0	47,3
Éthane	61,6	46,4
Naphtha	73,3	44,5
Bitume	80,6	40,2
Lubrifiants	73,3	40,2
Coke de pétrole	97,5	32,5
Charges de raffinage du pétrole	73,3	43,0
Gaz de raffinerie	51,3	49,5
Paraffines	73,3	40,2
White spirit et essences spéciales	73,3	40,2
Autres produits pétroliers	73,3	40,2
Anthracite	98,2	26,7
Charbon cokéifiable	94,5	28,2
Autres charbons bitumineux	94,5	25,8
Charbon subbitumineux	96,0	18,9
Lignite	101,1	11,9
Schistes bitumineux et sables asphaltiques	106,6	8,9

Description du type de combustible	Facteur d'émission (t CO ₂ /TJ)	Pouvoir calorifique inférieur (TJ/Gg)
	Lignes directrices du GIEC 2006 (sauf biomasse)	Lignes directrices du GIEC 2006
Agglomérés	97,5	20,7
Coke de four et coke de lignite	107,0	28,2
Coke de gaz	107,0	28,2
Coke de houille	80,6	28,0
Gas d'usine à gaz	44,7	38,7
Gaz de cokeries	44,7	38,7
Gas de haut fourneau	259,4	2,5
Gas de convertisseur à l'oxygène	171,8	7,1
Gas naturel	56,1	48,0
Déchets industriels	142,9	s.o.
Huiles usagées	73,3	40,2
Tourbe	105,9	9,8
Bois/déchets de bois	0	15,6
Autre biomasse primaire solide	0	11,6
Charbon de bois	0	29,5
Bioessence	0	27,0
Biodiesels	0	27,0
Autres biocarburants liquides	0	27,4
Gas de décharge	0	50,4
Gas de boues d'épuration	0	50,4
Autres biogaz	0	50,4
	Autres sources	Autres sources
Pneus usagés	85,0	s.o.
Monoxyde de carbone	155,2	10,1
Méthane	54,9	50,0

12. LISTE DES BIOMASSES NEUTRES EN CO₂

La présente liste répertorie un certain nombre de matières qui sont considérées comme de la biomasse aux fins des présentes lignes directrices et qui doivent être pondérées d'un facteur d'émission de 0 [t CO₂/TJ] ou t ou Nm³]. La tourbe et les fractions fossiles des matières énumérées ci-dessous ne sont pas considérées comme de la biomasse. Il n'est pas nécessaire de mettre en œuvre des procédures d'analyses pour démontrer la pureté des substances des groupes 1 et 2 ci-dessous, sauf en cas de preuve visuelle ou olfactive de contamination par d'autres matières ou combustibles.

Groupe 1 — Plantes et parties de plantes:

- paille,
- foin et herbe,
- feuilles, bois, racines, souches, écorce,
- cultures, par exemple, maïs et triticale.

Groupe 2 — Déchets, produits et sous-produits issus de la biomasse:

- déchets de bois industriel (déchets provenant du travail et des opérations de traitement du bois et déchets provenant des activités de l'industrie du bois),
- bois usagé (produits usagés en bois, matériaux en bois), produits et sous-produits des opérations de traitement du bois,
- déchets à base de bois provenant de l'industrie papetière, comme la liqueur noire (contenant uniquement du carbone issu de la biomasse),
- tall oil brut, tall oil et pitch oil provenant de la production de pâte à papier,
- résidus forestiers,
- lignine provenant de la transformation de plantes contenant de la lignocellulose,
- nourriture pour animaux et pour poissons, denrées alimentaires, graisses, huiles, suif,
- résidus primaires issus de la production d'aliments et de boissons,
- huiles et graisses végétales,
- lisier,
- résidus de plantes agricoles,
- boues d'épuration,
- biogaz issu de la digestion, de la fermentation ou de la gazéification de la biomasse,
- boues portuaires et autres boues et sédiments provenant de masses d'eau,
- gaz de décharge,
- charbon de bois.

Groupe 3 — Fractions issues de la biomasse dans les matières mixtes:

- fraction issue de la biomasse dans les objets flottants provenant de la gestion des masses d'eau,
- fraction issue de la biomasse dans les résidus mixtes provenant de la production d'aliments et de boissons,
- fraction issue de la biomasse dans les matériaux composites contenant du bois,
- fraction issue de la biomasse dans les déchets textiles,
- fraction issue de la biomasse dans le papier, le carton, le carton contrecollé,
- fraction issue de la biomasse dans les déchets municipaux et industriels,
- fraction issue de la biomasse dans la liqueur noire contenant du carbone d'origine fossile,
- fraction issue de la biomasse dans les résidus issus du traitement des déchets ménagers et industriels,
- fraction de l'éthyl-tertio-butyl-éther (ETBE) issue de la biomasse,
- fraction du butanol issue de la biomasse.

Groupe 4 — Combustibles dont les composants et les produits intermédiaires sont tous issus de la biomasse, notamment:

- bioéthanol,
- biodiesel,

- bioéthanol estérifié,
- biométhanol,
- biodiméthyléther,
- bio-huile (mazout produit par pyrolyse), biogaz.

13. DÉTERMINATION DES DONNÉES ET DES FACTEURS SPÉCIFIQUES

Les dispositions de la présente partie ne sont contraignantes que pour les parties des lignes directrices qui font expressément référence à la «partie 13» de l'annexe I. Les dispositions de la présente partie sont sous réserve de celles de la partie 16 de la présente annexe.

13.1. DÉTERMINATION DES POUVOIRS CALORIFIQUES INFÉRIEURS ET DES FACTEURS D'ÉMISSION DES COMBUSTIBLES

La procédure utilisée pour déterminer le facteur d'émission spécifique d'un type de combustible donné, y compris la procédure d'échantillonnage, doit être choisie en accord avec l'autorité compétente avant le début de la période de déclaration au cours de laquelle elle sera appliquée.

Les procédures utilisées pour échantillonner le combustible et en déterminer le pouvoir calorifique inférieur, la teneur en carbone et le facteur d'émission doivent se fonder sur une méthode normalisée permettant de limiter le biais d'échantillonnage et de mesure et ayant une incertitude de mesure connue, lorsqu'une telle méthode existe. Il convient d'appliquer les normes CEN lorsqu'elles existent. Les normes ISO ou les normes nationales s'appliquent en l'absence de normes CEN. En l'absence de normes applicables, les procédures sont si possible effectuées conformément aux projets de normes ou aux lignes directrices sur les meilleures pratiques publiées par l'industrie.

Les normes CEN applicables sont les suivantes:

- EN ISO 6976:2005 «Gaz naturel — Calcul du pouvoir calorifique, de la masse volumique, de la densité relative et de l'indice de Wobbe à partir de la composition»,
- EN ISO 4259:1996 «Produits pétroliers — Détermination et application des valeurs de fidélité relatives aux méthodes d'essais».

Les normes ISO applicables sont les suivantes:

- ISO 13909-1,2,3,4:2001 «Houille et coke — Échantillonnage mécanique»,
- ISO 5069-1,2:1983 «Charbons bruns et lignites — Principes d'échantillonnage»,
- ISO 625:1996 «Combustibles minéraux solides — Dosage du carbone et de l'hydrogène — Méthode de Liebig»,
- ISO 925:1997 «Combustibles minéraux solides — Dosage du carbone et de l'hydrogène — Méthode gravimétrique»,
- ISO 9300:1990 «Mesure de débit de gaz au moyen de Venturi-tuyères en régime critique»,
- ISO 9951:1993/94 «Mesure de débit des fluides dans les conduites fermées — Compteurs à turbine».

Voici quelques normes nationales supplémentaires concernant la caractérisation des combustibles:

- DIN 51900-1:2000 «Testing of solid and liquid fuels — Determination of gross calorific value by the bomb calorimeter and calculation of net calorific value — Part 1: Principles, apparatus, methods» (Essais des combustibles solides et liquides — Détermination du pouvoir calorifique supérieur par la méthode de la bombe calorimétrique et calcul du pouvoir calorifique inférieur — Partie 1: Principes, appareils, méthodes),
- DIN 51857:1997 «Gaseous fuels and other gases — Calculation of calorific value, density, relative density and Wobbe index of pure gases and gas mixtures» (Combustibles gazeux et autres gaz — Calcul du pouvoir calorifique, de la densité, de la densité relative et de l'indice de Wobbe des gaz purs et des mélanges gazeux),
- DIN 51612:1980 «Testing of liquefied petroleum gases; calculation of net calorific value» (Essais des gaz de pétrole liquéfiés; calcul du pouvoir calorifique inférieur),
- DIN 51721:2001 «Testing of solid fuels — Determination of carbon and hydrogen content» (Essais des combustibles solides — Dosage du carbone et de l'hydrogène) (également applicable aux combustibles liquides).

Le laboratoire chargé de déterminer le facteur d'émission, la teneur en carbone et le pouvoir calorifique inférieur doit être conforme aux exigences définies au point 13.5 de la présente annexe. Il importe de noter que la fréquence d'échantillonnage, la procédure d'échantillonnage et la préparation des échantillons sont essentielles pour parvenir à un niveau de précision suffisant lors du calcul du facteur d'émission (outre la précision de la procédure d'analyse servant à déterminer la teneur en carbone et le pouvoir calorifique inférieur). Ces opérations dépendent beaucoup de l'état et de l'homogénéité du combustible ou de la matière. Le nombre d'échantillons nécessaire sera plus grand pour les matières très hétérogènes comme les déchets municipaux solides, et beaucoup plus petit pour la plupart des combustibles gazeux ou liquides disponibles sur le marché.

La procédure d'échantillonnage et la fréquence des analyses pour la détermination de la teneur en carbone, du pouvoir calorifique inférieur et du facteur d'émission doivent respecter les exigences définies au point 13.6.

La documentation complète concernant les procédures utilisées par le laboratoire pour déterminer le facteur d'émission, ainsi que les résultats complets doivent être conservés et mis à la disposition du vérificateur de la déclaration d'émissions.

13.2. DÉTERMINATION DES FACTEURS D'OXYDATION SPÉCIFIQUES

La procédure, y compris la procédure d'échantillonnage, utilisée pour déterminer le facteur d'oxydation spécifique d'un type de combustible et d'une installation donnés doit être choisie en accord avec l'autorité compétente avant le début de la période de déclaration au cours de laquelle elle sera appliquée.

Les procédures utilisées pour déterminer le facteur d'oxydation spécifique d'une activité (par exemple, à travers la teneur en carbone de la suie, des cendres, des effluents et d'autres déchets ou sous-produits) doivent se fonder sur les normes CEN correspondantes, lorsque celles-ci sont disponibles. Il convient d'appliquer les normes CEN lorsqu'elles existent. Les normes ISO ou les normes nationales s'appliquent en l'absence de normes CEN. En l'absence de normes applicables, les procédures sont si possible effectuées conformément aux projets de normes ou aux lignes directrices sur les meilleures pratiques publiées par l'industrie.

Le laboratoire chargé de déterminer le facteur d'oxydation ou les données de base doit respecter les exigences définies au point 13.5 de la présente annexe. La procédure d'échantillonnage et la fréquence des analyses pour la détermination des variables (par exemple la teneur en carbone des cendres) utilisées pour le calcul des facteurs d'oxydation doivent respecter les exigences définies au point 13.6.

La documentation complète concernant les procédures utilisées par l'organisme pour déterminer le facteur d'oxydation, ainsi que les résultats complets, doivent être conservés et mis à la disposition du vérificateur de la déclaration d'émissions.

13.3. DÉTERMINATION DES FACTEURS D'ÉMISSIONS ET DE CONVERSION ET DES DONNÉES SUR LA COMPOSITION DES PROCÉDÉS

La procédure, y compris la procédure d'échantillonnage, utilisée pour déterminer le facteur d'émission spécifique, le facteur de conversion ou les données sur la composition d'une matière donnée, doit être choisie en accord avec l'autorité compétente avant le début de la période de déclaration au cours de laquelle elle sera appliquée.

Les procédures utilisées pour échantillonner et déterminer la composition de la matière concernée, ou pour calculer le facteur d'émission d'un procédé, doivent se fonder sur une méthode normalisée permettant de limiter le biais d'échantillonnage et de mesure et ayant une incertitude de mesure connue, lorsqu'une telle méthode existe. Il convient d'appliquer les normes CEN lorsqu'elles existent. Les normes ISO ou les normes nationales s'appliquent en l'absence de normes CEN. En l'absence de normes applicables, les procédures sont si possible effectuées conformément aux projets de normes ou aux lignes directrices sur les meilleures pratiques publiées par l'industrie.

Le laboratoire utilisé doit être conforme aux exigences définies au point 13.5 de la présente annexe. La procédure d'échantillonnage et la fréquence des analyses doivent respecter les exigences du point 13.6.

La documentation complète concernant les procédures utilisées par l'organisme, ainsi que les résultats complets, doivent être conservés et mis à la disposition du vérificateur de la déclaration d'émissions.

13.4. DÉTERMINATION DE LA FRACTION ISSUE DE LA BIOMASSE

Aux fins des présentes lignes directrices, le terme «fraction de la biomasse» désigne le pourcentage massique en carbone issu de la biomasse (telle que définie aux parties 2 et 12 de la présente annexe), par rapport à la masse totale du carbone contenu dans un échantillon.

Pour être considérés comme biomasse pure et être soumis aux dispositions de surveillance et de déclaration simplifiées prévues au point 5.2, les combustibles et matières doivent avoir une teneur en composants non issus de la biomasse ne dépassant pas 3 % de la quantité totale du combustible ou de la matière concernée.

La procédure, y compris la procédure d'échantillonnage, utilisée pour déterminer la fraction d'une matière ou d'un combustible donné issue de la biomasse doit être choisie en accord avec l'autorité compétente avant le début de la période de déclaration au cours de laquelle elle sera appliquée.

Les procédures utilisées pour échantillonner le combustible ou la matière et pour déterminer la fraction de la biomasse doivent se fonder sur une méthode normalisée permettant de limiter le biais d'échantillonnage et de mesure et ayant une incertitude de mesure connue, lorsqu'une telle méthode existe. Il convient d'appliquer les normes CEN lorsqu'elles existent. Les normes ISO ou les normes nationales s'appliquent en l'absence de normes CEN. En l'absence de normes applicables, les procédures sont si possible effectuées conformément aux projets de normes ou aux lignes directrices sur les meilleures pratiques publiées par l'industrie.

Les méthodes employées pour déterminer la fraction de la biomasse dans un combustible ou une matière vont du tri manuel des composants constituant les matières mixtes à l'application de méthodes différentielles pour déterminer les pouvoirs calorifiques d'un mélange binaire et de ses deux composants purs, et à l'analyse isotopique (carbone 14), selon la nature du mélange combustible concerné. Pour les combustibles ou les matières issus d'un procédé de production dont les flux entrants sont connus et traçables, l'exploitant peut également déterminer la fraction de la biomasse sur la base d'un bilan massique du carbone d'origine fossile et du carbone issu de la biomasse à l'entrée et à la sortie du procédé. Les méthodes correspondantes doivent être approuvées par l'autorité compétente.

Le laboratoire chargé de déterminer la fraction de la biomasse doit être conforme aux exigences définies au point 13.5 de la présente annexe.

La procédure d'échantillonnage et la fréquence des analyses pour la détermination de la fraction des combustibles et des matières issue de la biomasse doivent respecter les exigences définies au point 13.6.

La documentation complète concernant les procédures utilisées par le laboratoire pour déterminer la fraction de la biomasse, ainsi que les résultats complets, doivent être conservés et mis à la disposition du vérificateur de la déclaration d'émissions.

Si la détermination de la fraction de la biomasse dans un mélange combustible n'est techniquement pas possible ou risque d'entraîner des coûts excessifs, l'exploitant peut soit partir du principe que le combustible contient 0 % de biomasse (c'est-à-dire que la totalité du carbone contenu dans le combustible est exclusivement d'origine fossile), soit soumettre une méthode d'estimation à l'approbation de l'autorité compétente.

13.5. EXIGENCES À REMPLIR POUR LA DÉTERMINATION DES PROPRIÉTÉS DES COMBUSTIBLES ET DES MATIÈRES

13.5.1. UTILISATION DE LABORATOIRES ACCRÉDITÉS

Le laboratoire chargé de déterminer le facteur d'émission, le pouvoir calorifique inférieur, le facteur d'oxydation, la teneur en carbone, la fraction de la biomasse ou les données sur la composition doit être accrédité EN ISO 17025:2005 («Prescriptions générales concernant la compétence des laboratoires d'étalonnages et d'essais»).

13.5.2. UTILISATION DE LABORATOIRES NON ACCRÉDITÉS

Il convient de recourir de préférence à des laboratoires accrédités EN ISO 17025:2005. L'utilisation de laboratoires non accrédités doit être limitée aux situations dans lesquelles l'exploitant peut démontrer à l'autorité compétente que le laboratoire répond à des exigences équivalentes à celles de la norme EN ISO 17025:2005. Les laboratoires et les procédures d'analyse correspondants doivent être répertoriés dans le plan de surveillance de l'installation. En ce qui concerne la gestion de la qualité, l'équivalence peut être établie au moyen d'une certification EN ISO 9001:2000 du laboratoire. Il conviendra en outre de prouver que le laboratoire est techniquement compétent et capable de produire des résultats techniquement valables au moyen des procédures d'analyse concernées.

Sous la responsabilité de l'exploitant, chaque laboratoire non accrédité utilisé par l'exploitant pour déterminer les résultats servant de base au calcul des émissions prend les mesures suivantes:

a) **Validation**

Chacune des méthodes d'analyse employées par le laboratoire non accrédité devra être validée par rapport à la méthode de référence par un laboratoire accrédité conformément à la norme EN ISO 17025:2005. La procédure de validation est menée avant ou au début de la relation contractuelle entre l'exploitant et le laboratoire. Elle comporte un nombre suffisant de répétitions de l'analyse d'un ensemble composé d'au moins cinq échantillons représentatifs pour la fourchette de valeurs attendue, dont un échantillon témoin,

pour chaque paramètre et combustible ou matière considéré, de manière à établir la reproductibilité de la méthode et à calculer la courbe d'étalonnage de l'instrument.

b) **Intercomparaison**

Au moins une fois par an, les résultats des méthodes d'analyse seront soumis par un laboratoire accrédité EN ISO 17025:2005 à une intercomparaison comportant, pour chaque paramètre et combustible ou matière considéré, au moins cinq répétitions de l'analyse d'un échantillon représentatif au moyen de la méthode de référence.

L'exploitant procédera à des adaptations prudentes (c'est-à-dire visant à éviter toute sous-estimation des émissions) de toutes les données utiles de l'année considérée lorsque la différence observée entre les résultats obtenus par le laboratoire non accrédité et ceux obtenus par le laboratoire accrédité risque d'entraîner une sous-estimation des émissions. Toute différence statistiquement significative (2σ) entre les résultats finals (les données sur la composition, par exemple) obtenus par le laboratoire non accrédité et le laboratoire accrédité sera notifiée à l'autorité compétente et immédiatement levée sous la supervision d'un laboratoire accrédité EN ISO 17025:2005.

13.5.3. ANALYSEURS DE GAZ EN LIGNE ET CHROMATOGRAPHES EN PHASE GAZEUSE

L'utilisation de chromatographes en phase gazeuse et d'analyseurs de gaz avec ou sans extraction pour la détermination des émissions au titre des présentes lignes directrices nécessite l'accord de l'autorité compétente. L'utilisation de ces systèmes est limitée à la détermination des données sur la composition des combustibles et matières gazeux. Les exploitants utilisant ces systèmes doivent se conformer aux exigences de la norme EN ISO 9001:2000. La preuve que le système répond à ces exigences peut être apportée par certification du système. Les services d'étalonnage et les fournisseurs de gaz d'étalonnage doivent être accrédités EN ISO 17025:2005.

Le cas échéant, une validation initiale, puis annuelle, de l'instrument peut être effectuée par un laboratoire accrédité EN ISO 17025:2005 au moyen de la norme EN ISO 10723:1995 «Gaz naturel — Évaluation des performances des systèmes d'analyse en ligne». Dans tous les autres cas, l'exploitant fait procéder à une validation initiale et à une intercomparaison annuelle.

a) **Validation initiale**

La validation doit être effectuée avant le 31 janvier 2008 ou à l'occasion de la mise en service d'un nouveau système. Elle comporte un nombre approprié de répétitions de l'analyse d'un ensemble d'au moins cinq échantillons représentatifs pour la fourchette de valeurs attendue, dont un échantillon témoin, pour chaque paramètre et combustible ou matière considéré, de manière à caractériser la reproductibilité de la méthode et à calculer la courbe d'étalonnage de l'instrument.

b) **Intercomparaison annuelle**

Au moins une fois par an, les résultats des méthodes d'analyse seront soumis par un laboratoire accrédité EN ISO 17025:2005 à une intercomparaison comportant, pour chaque paramètre et combustible ou matière considéré, un nombre approprié de répétitions de l'analyse d'un échantillon représentatif au moyen de la méthode de référence.

L'exploitant procédera à des adaptations prudentes (c'est-à-dire visant à éviter toute sous-estimation des émissions) de toutes les données utiles de l'année considérée lorsque la différence observée entre les résultats de l'analyseur de gaz ou du chromatographe en phase gazeuse et ceux obtenus par le laboratoire accrédité risque d'entraîner une sous-estimation des émissions. Toute différence statistiquement significative (2σ) entre les résultats finals (les données sur la composition, par exemple) de l'analyseur de gaz ou du chromatographe en phase gazeuse et les résultats du laboratoire accrédité sera notifiée à l'autorité compétente et immédiatement levée sous la supervision d'un laboratoire accrédité EN ISO 17025:2005.

13.6. MÉTHODES D'ÉCHANTILLONNAGE ET FRÉQUENCE DES ANALYSES

La détermination du facteur d'émission, du pouvoir calorifique inférieur, du facteur d'oxydation, du facteur de conversion, de la teneur en carbone, de la fraction de la biomasse ou des données sur la composition doit être conforme aux pratiques généralement reconnues en matière d'échantillonnage représentatif. L'exploitant doit fournir la preuve que les échantillons obtenus sont représentatifs et exempts de biais. La valeur respective ne doit être utilisée que pour la période de livraison ou le lot de combustible ou de matières pour lequel elle est représentative.

L'analyse portera généralement sur un échantillon résultant du mélange d'un plus grand nombre d'échantillons (10 à 100, par exemple) prélevés pendant une période donnée (d'un jour à plusieurs mois, par exemple), à condition que la matière ou le combustible échantillonné puisse être stocké sans que sa composition se modifie.

La procédure d'échantillonnage et la fréquence des analyses devront permettre de garantir que la moyenne annuelle du paramètre considéré soit déterminée avec une incertitude maximale intérieure au tiers de l'incertitude maximale requise par le niveau de méthode approuvé pour les données d'activité concernant le même flux.

Si l'exploitant n'est pas en mesure de respecter l'incertitude maximale admissible pour la valeur annuelle ou de démontrer la conformité aux seuils, il appliquera au minimum la fréquence d'analyse prévue au tableau 5, le cas échéant. Dans tous les autres cas, la fréquence des analyses sera définie par l'autorité compétente.

Tableau 5

Fréquence minimale indicative des analyses

Combustible/matière	Fréquence des analyses
Gaz naturel	Au moins hebdomadaire
Gaz de procédé (mélange de gaz de raffinerie, gaz de cokerie, gaz de haut fourneau et gaz de convertisseur)	Au moins journalière — suivant les procédures appropriées aux différents moments de la journée
Fioul	Toutes les 20 000 tonnes, et au moins six fois par an
Charbon, charbon à coke, coke de pétrole	Toutes les 20 000 tonnes, et au moins six fois par an
Déchets solides (déchets fossiles purs ou mélange déchets issus de la biomasse/déchets fossiles)	Toutes les 5 000 tonnes, et au moins quatre fois par an
Déchets liquides	Toutes les 10 000 tonnes, et au moins quatre fois par an
Minéraux carbonés (calcaire et dolomie, par exemple)	Toutes les 50 000 tonnes, et au moins quatre fois par an
Argiles et schistes	Quantités de matières correspondant à 50 000 tonnes de CO ₂ , au moins quatre fois par an
Autres flux entrants et sortants comptabilisés dans le bilan massique (ne s'applique pas aux combustibles et aux agents réducteurs)	Toutes les 20 000 tonnes, et au moins une fois par mois
Autres matières	Suivant le type de matière et la variation, quantités de matière correspondant à 50 000 tonnes de CO ₂ , au moins quatre fois par an

14. FORMAT DE DÉCLARATION

Les tableaux suivants doivent servir de base à la déclaration. Ils peuvent être adaptés en fonction du nombre d'activités et du type d'installation, de combustibles et de procédés soumis à surveillance. Les cases grisées indiquent les champs à remplir.

14.1. IDENTIFICATION DE L'INSTALLATION

Identification de l'installation	Réponse
1. Nom de la société	
2. Exploitant de l'installation	
3. Installation	
3.1. Nom	
3.2. Numéro d'autorisation ⁽¹⁾	
3.3. Obligation de déclaration au titre du PRTR européen?	Oui/Non
3.4. Numéro d'identification PRTR européen ⁽²⁾	

Identification de l'installation	Réponse
3.5. Adresse/ville de l'installation	
3.6. Code postal/pays	
3.7. Coordonnées du site	
4. Personne à contacter:	
4.1. Nom	
4.2. Adresse/ville/code postal/pays	
4.3. Téléphone	
4.4. Télécopieur	
4.5. Courriel	
5. Année de référence	
6. Type d'activités visées à l'annexe I menées ⁽³⁾	
Activité 1	
Activité 2	
Activité N	

⁽¹⁾ Le numéro d'identification sera attribué par l'autorité compétente pendant la procédure d'autorisation.

⁽²⁾ Ce champ ne doit être rempli que si une déclaration doit être effectuée pour l'installation au titre du PRTR européen et si l'autorisation de l'installation ne couvre pas plus d'une activité relevant du PRTR européen. Ces données ne sont pas obligatoires; elles sont utilisées afin d'élargir l'identification à des informations autres que le nom et l'adresse.

⁽³⁾ Par exemple, «raffineries de pétrole».

14.2. VUE D'ENSEMBLE DES ACTIVITÉS

Émissions provenant d'activités visées à l'annexe I

Catégories	Catégorie GIEC-FRC ⁽¹⁾ — Émissions de combustion	Catégorie GIEC-FRC ⁽²⁾ — Émissions de procédé	Code GIEC (catégorie PRTR européen)	Modification des niveaux? Oui/Non	Émissions (en t CO ₂)
Activités					
Activité 1					
Activité 2					
Activité N					
Total					

⁽¹⁾ Par exemple: «1A2f Combustion de combustibles dans les autres industries».

⁽²⁾ Par exemple: «2A2 Procédés industriels — Production de chaux».

Informations déclarées pour mémoire

	CO ₂ transféré ou inhérent			Émissions issues de la biomasse ⁽¹⁾
	Quantité transférée ou inhérente	Matière ou combustible transféré	Type de transfert (inhérent vers/hors de l'installation, transfert vers/hors de l'installation)	
Unité	[t CO ₂]			[t CO ₂]
Activité 1				—
Activité 2				—
Activité N				—

⁽¹⁾ À remplir uniquement si les émissions ont été déterminées par mesure.

14.3. ÉMISSIONS DE COMBUSTION (MÉTHODE PAR CALCUL)

Activité				
Type de combustible				
Catégorie AIE				
Numéro du catalogue des déchets (le cas échéant)				
Paramètre	Unités attribuées	Unités utilisées	Valeur	Niveau appliqué
Quantité de combustible consommée	t ou Nm ³			
Pouvoir calorifique inférieur du combustible	TJ/t ou TJ/Nm ³			
Facteur d'émission	t CO ₂ /TJ ou t CO ₂ /t ou t CO ₂ /Nm ³			
Facteur d'oxydation				
CO ₂ d'origine fossile	t CO ₂	t CO ₂		
Biomasse utilisée	TJ ou t ou Nm ³			

14.4. ÉMISSIONS DE PROCÉDÉ (MÉTHODE PAR CALCUL)

Activité				
Type de matière:				
Numéro du catalogue des déchets (le cas échéant)				
Paramètre	Unités attribuées	Unités utilisées	Valeur	Niveau appliqué
Données d'activité	t ou Nm ³			
Facteur d'émission	t CO ₂ /t ou t CO ₂ /Nm ³			
Facteur de conversion				
CO ₂ d'origine fossile	t CO ₂	t CO ₂		
Biomasse utilisée	t ou Nm ³			

14.5. MÉTHODE DU BILAN MASSIQUE

Paramètre				
Nom du combustible ou de la matière				
Catégorie AIE (le cas échéant)				
Numéro du catalogue des déchets (le cas échéant)				
	Unités attribuées	Unités utilisées	Valeur	Niveau appliqué
Données d'activité (masse ou volume); utiliser des valeurs négatives pour les flux sortants	t ou Nm ³			
PCI (le cas échéant)	TJ/t ou TJ/Nm ³			
Données d'activité (apport de chaleur) = masse ou volume * PCI (le cas échéant)	TJ			
Teneur en carbone	t C/t ou t C/Nm ³			
CO ₂ d'origine fossile	t CO ₂	t CO ₂		

14.6. MÉTHODE PAR MESURE

Activité				
Type de source d'émission				
Paramètre	Unités attribuées	Valeur	Niveau appliqué	Incertitude
CO ₂ d'origine fossile	t CO ₂			
CO ₂ issu de la biomasse	t CO ₂			

15. CATÉGORIES AUX FINS DE LA DÉCLARATION

Les émissions doivent être déclarées conformément aux catégories suivantes indiquées dans le format de déclaration du GIEC et au code IPPC figurant à l'annexe I du règlement (CE) n° 166/2006 concernant le PRTR européen (voir le point 15.2 de la présente annexe). Les catégories prévues dans chacun des deux formats de déclaration sont indiquées ci-après. Lorsqu'une activité peut être classée dans deux catégories ou plus, la catégorie choisie doit refléter l'objectif primaire de l'activité.

15.1. FORMAT DE DÉCLARATION DU GIEC

Le tableau suivant est extrait du format de rapport commun (FRC) figurant dans les lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre ⁽¹⁾. Dans le FRC, les émissions sont attribuées à sept grandes catégories de sources:

- 1) énergie;
- 2) procédés industriels;
- 3) utilisation de solvants et d'autres produits;
- 4) agriculture;

⁽¹⁾ CCNUCC (1999): FCCC/CP/1999/7.

- 5) utilisation des terres, changement d'affectation des terres, forêts;
- 6) déchets;
- 7) autres.

Les catégories 1, 2 et 6 du tableau suivant du format de rapport commun, qui sont les catégories couvertes par la directive 2003/87/CE, sont reproduites ci-après, accompagnées des sous-catégories correspondantes.

1. RAPPORT SECTORIEL: ÉNERGIE

A. Consommation de combustibles (approche sectorielle)

1. Industries de l'énergie

- a) Production publique d'électricité et de chaleur
 - b) Raffinage de pétrole
 - c) Fabrication de combustibles solides et autres industries de l'énergie
-

2. Industries de transformation et construction

- a) Fer et acier
 - b) Métaux non ferreux
 - c) Produits chimiques
 - d) Papier, pâte à papier et produits d'imprimerie
 - e) Produits alimentaires, boissons et tabac
 - f) Autres
-

4. Autres secteurs

- a) Secteur commercial/institutionnel
 - b) Secteur résidentiel
 - c) Agriculture/sylviculture/pêche
-

5. Autres ⁽¹⁾

- a) Sources fixes
 - b) Sources mobiles
-

B. Émissions fugaces provenant de combustibles

1. Combustibles solides

- a) Extraction de houille
 - b) Transformation de combustibles solides
 - c) Autres
-

2. Pétrole et gaz naturel

- a) Pétrole
 - b) Gaz naturel
 - c) Évacuation des gaz, torchères
Évacuation des gaz
Torchères
 - d) Autres
-

2. RAPPORT SECTORIEL: PROCÉDÉS INDUSTRIELS

A. Produits minéraux

1. Production de ciment
 2. Production de chaux
 3. Utilisation de calcaire et de dolomie
 4. Production et utilisation de soude
 5. Matériaux asphaltés pour toiture
 6. Asphaltage des routes
 7. Autres
-

B. Industrie chimique

1. Production d'ammoniac
2. Production d'acide nitrique

3. Production d'acide adipique
4. Production de carbure
5. Autres

C. Production de métaux

1. Production de fer et d'acier
 2. Production de ferro-alliages
 3. Production d'aluminium
 4. SF₆ utilisé dans les fonderies d'aluminium et de magnésium
 5. Autres
-

6. RAPPORT SECTORIEL: DÉCHETS

C. Incinération de déchets ⁽¹⁾

INFORMATIONS DÉCLARÉES POUR MÉMOIRE

Émissions de CO₂ provenant de la biomasse

(¹) À l'exclusion des installations de production d'énergie à partir de déchets. Les émissions liées à la combustion de déchets à des fins énergétiques sont déclarées dans le cadre du module Énergie, 1A. Voir Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat; Instructions pour la présentation de l'inventaire des gaz à effet de serre. Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre — version révisée 1996; 1997.

15.2. CODES DES CATÉGORIES DE SOURCES

Les codes de catégories de sources suivants doivent être utilisés aux fins de la déclaration des données.

N°	Activité
1.	Secteur de l'énergie
a)	Raffineries de pétrole et de gaz
b)	Installations de gazéification et de liquéfaction
c)	Centrales thermiques et autres installations de combustion
d)	Cokeries
e)	Broyeurs à charbon
f)	Installations de fabrication de produits à base de charbon et de combustibles non fumigènes solides
2.	Production et travail des métaux
a)	Installations de grillage ou de frittage de minerai métallique, y compris de minerai sulfuré
b)	Installations destinées à la production de fonte ou d'acier (de première ou seconde fusion), notamment en coulée continue
c)	Installations destinées à la transformation des métaux ferreux: <ol style="list-style-type: none"> i) laminage à chaud ii) forgeage à l'aide de marteaux iii) application de couches protectrices de métal en fusion
d)	Fonderies de métaux ferreux
e)	Installations: <ol style="list-style-type: none"> i) destinées à la production de métaux bruts non ferreux à partir de minerais, de concentrés ou de matières premières secondaires par procédés métallurgiques, chimiques ou électrolytiques ii) destinées à la fusion, y compris l'alliage, de métaux non ferreux, et notamment de produits de récupération (affinage, moulage en fonderie, etc.)
f)	Installations de traitement de surface des métaux et matières plastiques utilisant un procédé électrolytique ou chimique
3.	Industrie minérale
a)	Extraction souterraine et opérations connexes
b)	Extraction à ciel ouvert
c)	Installations destinées à la production: <ul style="list-style-type: none"> — de ciment clinker dans des fours rotatifs — de chaux dans des fours rotatifs — de ciment clinker ou de chaux dans d'autres types de fours
d)	Installations destinées à la production d'amiante et à la fabrication de produits à base d'amiante

N°	Activité
e)	Installations destinées à la fabrication du verre, y compris de fibres de verre
f)	Installations destinées à la fusion de matières minérales, y compris celles destinées à la production de fibres minérales
g)	Installations destinées à la fabrication de produits céramiques par cuisson, notamment de tuiles, de briques, de pierres réfractaires, de carrelages, de grès ou de porcelaines
4.	Industrie chimique
a)	Installations chimiques destinées à la production industrielle de produits chimiques organiques de base tels que:
i)	hydrocarbures simples (linéaires ou cycliques, saturés ou insaturés, aliphatiques ou aromatiques)
ii)	hydrocarbures oxygénés, notamment alcools, aldéhydes, cétones, acides carboxyliques, esters, acétates, éthers, peroxydes, résines époxydes
iii)	hydrocarbures sulfurés
iv)	hydrocarbures azotés, notamment amines, amides, composés nitreux, nitrés ou nitrates, nitriles, cyanates, isocyanates
v)	hydrocarbures phosphorés
vi)	hydrocarbures halogénés
vii)	composés organométalliques
viii)	matières plastiques de base (polymères, fibres synthétiques, fibres à base de cellulose)
ix)	caoutchoucs synthétiques
x)	colorants et pigments
xi)	tensioactifs et agents de surface
b)	Installations chimiques destinées à la production industrielle de produits chimiques inorganiques de base tels que:
i)	gaz, tels que ammoniac, chlore ou chlorure d'hydrogène, fluor ou fluorure d'hydrogène, oxydes de carbone, composés sulfuriques, oxydes d'azote, hydrogène, dioxyde de soufre, dichlorure de carbonyle
ii)	acides, tels que acide chromique, acide fluorhydrique, acide phosphorique, acide nitrique, acide chlorhydrique, acide sulfurique, oléum, acides sulfurés
iii)	bases, telles que hydroxyde d'ammonium, hydroxyde de potassium, hydroxyde de sodium
iv)	sels, tels que chlorure d'ammonium, chlorate de potassium, carbonate de potassium, carbonate de sodium, perborate, nitrate d'argent
v)	non-métaux, oxydes métalliques ou autres composés inorganiques, tels que carbure de calcium, silicium, carbure de silicium
c)	Installations chimiques destinées à la production industrielle d'engrais à base de phosphore, d'azote ou de potassium (engrais simples ou composés)
d)	Installations chimiques destinées à la fabrication industrielle de produits phytosanitaires et de biocides
e)	Installations utilisant un procédé chimique ou biologique pour la fabrication industrielle de produits pharmaceutiques de base
f)	Installations destinées à la fabrication industrielle d'explosifs et de produits pyrotechniques
5.	Gestion des déchets et des eaux usées
a)	Installations destinées à l'incinération, à la pyrolyse, à la valorisation, au traitement chimique ou à la mise en décharge des déchets dangereux
b)	Installations pour l'incinération des déchets municipaux
c)	Installations destinées à l'élimination des déchets non dangereux
d)	Décharges (sauf déchets inertes)
e)	Installations destinées à l'élimination ou à la valorisation de carcasses et de déchets d'animaux
f)	Installations de traitement des eaux urbaines résiduaires
g)	Installations autonomes de traitement des eaux industrielles usées provenant d'une ou de plusieurs des activités énumérées dans la présente annexe
6.	Fabrication et transformation du papier et du bois
a)	Installations industrielles destinées à la fabrication de pâte à papier à partir du bois ou d'autres matières fibreuses
b)	Installations industrielles destinées à la fabrication de papier et de carton et d'autres produits dérivés du bois (tels que l'aggloméré, les panneaux de fibres de bois et le contreplaqué)
c)	Installations industrielles destinées à la conservation du bois et des produits dérivés du bois au moyen de substances chimiques
7.	Élevage intensif et aquaculture
a)	Installations destinées à l'élevage intensif de volailles ou de porcs
b)	Aquaculture intensive

N°	Activité
8.	Produits d'origine animale ou végétale issus de l'industrie alimentaire et des boissons
a)	Abattoirs
b)	Traitement et transformation destinés à la fabrication de produits alimentaires et boissons à partir de: — matières premières animales (autres que le lait) — matières premières végétales
c)	Traitement et transformation du lait
9.	Autres activités
a)	Usines destinées au prétraitement (opérations de lavage, de blanchiment, de mercerisation) ou à la teinture de fibres ou de textiles
b)	Tanneries
c)	Installations destinées au traitement de surface de matières, d'objets ou de produits à l'aide de solvants organiques, notamment pour les opérations d'apprêt, d'impression, de revêtement, de dégraissage, d'imperméabilisation, de collage, de peinture, de nettoyage ou d'imprégnation
d)	Installations destinées à la fabrication de carbone (charbon dur) ou d'électrographite par combustion ou graphitisation
e)	Installations destinées à la construction, à la peinture ou au décapage de bateaux

16. EXIGENCES APPLICABLES AUX INSTALLATIONS À FAIBLE NIVEAU D'ÉMISSION

Les parties 4.3, 5.2, 7.1, 10 et 13 ci-dessus s'appliquent sous réserve des exemptions suivantes aux exigences de la présente annexe pour les installations dont les émissions déclarées moyennes vérifiées sont inférieures à 25 000 tonnes de CO₂ par an pendant la période d'échanges précédente. Si les données d'émission ne sont plus valables en raison de modifications apportées aux conditions d'exploitation ou à l'installation proprement dite, ou en l'absence d'historique des émissions vérifiées, les exemptions sont applicables si l'autorité compétente a approuvé une projection prudente des émissions pour les cinq années suivantes en vertu de laquelle les émissions de CO₂ d'origine fossile seraient inférieures à 25 000 tonnes par an. Les États membres peuvent renoncer à la visite annuelle obligatoire effectuée par le vérificateur dans le cadre de la procédure de vérification et laisser le vérificateur trancher, sur la base de son analyse des risques.

- En cas de besoin, l'exploitant peut, pour évaluer l'incertitude des données d'activité, utiliser les informations communiquées par le fournisseur des instruments de mesure concernés, quelles que soient les conditions d'utilisation spécifiques.
- Les États membres peuvent déroger à l'obligation de prouver la conformité aux exigences en matière d'étalonnage prévues au point 10.3.2 de la présente annexe.
- Les États membres peuvent autoriser l'utilisation de niveaux inférieurs (le niveau 1 étant le minimum) pour tous les flux et les variables concernés.
- Les États membres peuvent autoriser l'utilisation de plans de surveillance simplifiés contenant au minimum les éléments visés aux points a), b), c), e), f), k) et l) du point 4.3 de la présente annexe.
- Les États membres peuvent déroger aux exigences concernant l'accréditation EN ISO 17025:2005 si le laboratoire en question:
 - prouve de manière concluante qu'il est techniquement compétent et qu'il est capable de produire des résultats techniquement valables au moyen des procédures d'analyse concernées, et
 - participe chaque année à des comparaisons interlaboratoires à l'issue desquelles il prend, le cas échéant, les mesures correctives nécessaires.
- Les utilisations de combustibles ou de matières peuvent être déterminées sur la base des données d'achat et d'estimations des variations de stock sans prendre en compte les incertitudes.

ANNEXE II

Lignes directrices applicables aux émissions de combustion liées aux activités visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE**1. LIMITES ET EXHAUSTIVITÉ**

Il convient d'appliquer les lignes directrices spécifiques présentées dans la présente annexe pour surveiller les émissions de gaz à effet de serre provenant d'installations de combustion d'une puissance thermique supérieure à 20 MW (à l'exception des installations de gestion de déchets dangereux ou de déchets municipaux), telles que mentionnées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE, ainsi que les émissions de combustion dues à d'autres activités mentionnées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE et dans les annexes III à XI des présentes lignes directrices. L'annexe III peut également être appliquée aux procédés concernés de l'industrie pétrochimique — s'ils sont couverts par l'annexe I de la directive 2003/87/CE.

La surveillance des émissions dues aux procédés de combustion comprend les émissions provenant de la combustion de tous les types de combustibles se trouvant dans l'installation, ainsi que les émissions issues des procédés d'épuration, tels que ceux destinés à éliminer le SO₂, par exemple. Les émissions provenant des moteurs à combustion interne utilisés à des fins de transport ne sont ni surveillées ni déclarées. Toutes les émissions dues à la combustion de combustibles dans l'installation doivent être attribuées à celle-ci, indépendamment de l'exportation de chaleur ou d'électricité vers d'autres installations. Les émissions associées à la production de chaleur ou d'électricité importée d'autres installations ne doivent pas être attribuées à l'installation importatrice.

Les émissions d'une installation de combustion adjacente à une aciérie intégrée dont elle dérive son combustible principal, mais exploitée sur la base d'une autorisation d'émettre des gaz à effet de serre distincte, peuvent être calculées comme faisant partie du bilan massique de cette aciérie si l'exploitant peut prouver à l'autorité compétente que cette méthode réduira l'incertitude globale de la détermination des émissions.

2. DÉTERMINATION DES ÉMISSIONS DE CO₂

Les sources d'émission de CO₂ liées aux installations et aux procédés de combustion sont notamment les suivantes:

- chaudières,
- brûleurs,
- turbines,
- appareils de chauffage,
- hauts fourneaux,
- incinérateurs,
- fours,
- étuves,
- sécheurs,
- moteurs,
- torchères,
- laveurs (émissions de procédé),
- 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.

2.1. CALCUL DES ÉMISSIONS DE CO₂

2.1.1. ÉMISSIONS DE COMBUSTION

2.1.1.1. ACTIVITÉS GÉNÉRALES DE COMBUSTION

Les émissions de CO₂ provenant d'installations de combustion sont calculées en multipliant le contenu énergétique de chaque combustible utilisé par un facteur d'émission et un facteur d'oxydation. Le calcul suivant doit être effectué pour chaque combustible et pour chaque activité:

$$\text{émissions de CO}_2 = \text{données d'activité} * \text{facteur d'émission} * \text{facteur d'oxydation}$$

avec:

a) **Données d'activité**

Les données d'activité sont généralement exprimées en tant que contenu énergétique net du combustible consommé [TJ] au cours de la période de déclaration. Le contenu énergétique de la consommation de combustible est calculé au moyen de la formule suivante.

$$\text{Contenu énergétique de la consommation de combustible [TJ]} = \text{combustible consommé [t ou Nm}^3\text{]} * \text{pouvoir calorifique inférieur du combustible [TJ/t ou TJ/Nm}^3\text{]}^{(1)}$$

Si le facteur d'émission utilisé est exprimé en masse ou en volume [t CO₂/t ou t CO₂/Nm³], les données d'activité sont exprimées en quantité de combustible consommée [t ou Nm³].

avec:

a1) **Combustible consommé***Niveau 1*

La consommation de combustible pendant la période de déclaration est déterminée par l'exploitant ou le fournisseur du combustible avec une incertitude maximale inférieure à ± 7,5 %, compte tenu, le cas échéant, de l'effet des variations de stock.

Niveau 2

La consommation de combustible pendant la période de déclaration est déterminée par l'exploitant ou le fournisseur du combustible avec une incertitude maximale inférieure à ± 5 %, compte tenu, le cas échéant, de l'effet des variations de stock.

Niveau 3

La consommation de combustible pendant la période de déclaration est déterminée par l'exploitant ou le fournisseur du combustible avec une incertitude maximale inférieure à ± 2,5 %, compte tenu, le cas échéant, de l'effet des variations de stock.

Niveau 4

La consommation de combustible pendant la période de déclaration est déterminée par l'exploitant ou le fournisseur du combustible avec une incertitude maximale inférieure à ± 1,5 %, compte tenu, le cas échéant, de l'effet des variations de stock.

a2) **Pouvoir calorifique inférieur***Niveau 1*

Les valeurs de référence applicables à chaque combustible sont utilisées conformément aux dispositions de la partie 11 de l'annexe I.

⁽¹⁾ En cas d'utilisation d'unités de volume, l'exploitant devra effectuer les conversions nécessaires pour refléter les différences de pression et de température de l'appareil de mesure et tenir compte des conditions de base dans lesquelles le pouvoir calorifique inférieur du combustible a été estimé.

Niveau 2a

L'exploitant applique au combustible les pouvoirs calorifiques inférieurs spécifiques par pays indiqués par l'État membre dans le dernier inventaire national remis au secrétariat de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques.

Niveau 2b

Pour les combustibles marchands, on utilise le pouvoir calorifique inférieur déterminé sur la base des données d'achat communiquées par le fournisseur, à condition que cette valeur ait été calculée sur la base de normes nationales ou internationales reconnues.

Niveau 3

L'exploitant, le laboratoire sous contrat ou le fournisseur de combustibles mesure le pouvoir calorifique inférieur du combustible d'une installation conformément aux dispositions de la partie 13 de l'annexe I.

b) Facteur d'émission*Niveau 1*

Les facteurs de référence à utiliser pour chaque combustible sont ceux indiqués dans les dispositions de la partie 11 de l'annexe I.

Niveau 2a

L'exploitant applique au combustible les facteurs d'émission indiqués par l'État membre dans le dernier inventaire national remis au secrétariat de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques.

Niveau 2b

L'exploitant détermine les facteurs d'émission du combustible à partir de l'un des indicateurs suivants:

- mesure de la densité d'huiles ou de gaz utilisés dans l'industrie du raffinage ou la sidérurgie, et
- pouvoir calorifique inférieur de certains types de charbons,

et d'une relation empirique déterminée au moins une fois par an, conformément aux dispositions de la partie 13 de l'annexe I. L'exploitant doit s'assurer que la corrélation respecte les règles de l'art et qu'elle n'est appliquée que dans la plage des valeurs pour laquelle l'indicateur a été établi.

Niveau 3

L'exploitant, le laboratoire externe ou le fournisseur de combustibles détermine les facteurs d'émission spécifiques du combustible conformément aux dispositions de la partie 13 de l'annexe I.

c) Facteur d'oxydation

L'exploitant peut choisir le niveau approprié pour sa méthode de surveillance.

Niveau 1

On utilise un facteur d'oxydation de 1,0 ⁽¹⁾.

⁽¹⁾ Voir les lignes directrices du GIEC 2006 pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre.

Niveau 2

L'exploitant applique au combustible les facteurs d'oxydation indiqués par l'État membre dans le dernier inventaire national remis au secrétariat de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques.

Niveau 3

Les facteurs spécifiques des combustibles sont calculés par l'exploitant en se fondant sur la teneur en carbone des cendres, des effluents, des autres rejets et sous-produits et des autres émissions de carbone non entièrement oxydé sous forme gazeuse. Les données sur la composition sont déterminées conformément aux dispositions de la partie 13 de l'annexe I.

2.1.1.2. MÉTHODE DU BILAN MASSIQUE — PRODUCTION DE NOIR DE CARBONE ET TERMINAUX DE TRAITEMENT DU GAZ

La méthode du bilan massique peut être appliquée aux installations produisant du noir de carbone et aux terminaux de traitement du gaz. L'ensemble du carbone présent dans les intrants, les stocks, les produits et les autres exportations hors de l'installation doit être pris en compte aux fins de la détermination des émissions de gaz à effet de serre, selon l'équation suivante:

$$\text{émissions de CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = (\text{intrants} - \text{produits} - \text{exportations} - \text{variation des stocks}) * \text{facteur de conversion CO}_2\text{/C}$$

avec:

- *intrants [tC]*: la totalité du carbone entrant dans les limites de l'installation,
- *produits [tC]*: la totalité du carbone présent dans les produits et les matières, y compris les sous-produits, sortant des limites de l'installation
- *exportations [tC]*: le carbone exporté en dehors des limites de l'installation, c'est-à-dire rejeté dans les égouts, mis en décharge ou perdu. Les exportations ne comprennent pas les rejets de gaz à effet de serre dans l'atmosphère,
- *variation des stocks [tC]*: l'augmentation des stocks de carbone dans les limites de l'installation.

Le calcul se fait de la manière suivante:

$$\text{émissions de CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = (\Sigma (\text{données d'activité}_{\text{intrants}} * \text{teneur en carbone}_{\text{intrants}}) - \Sigma (\text{données d'activité}_{\text{produits}} * \text{teneur en carbone}_{\text{produits}}) - \Sigma (\text{données d'activité}_{\text{exportations}} * \text{teneur en carbone}_{\text{exportations}}) - \Sigma (\text{données d'activité}_{\text{variation des stocks}} * \text{teneur en carbone}_{\text{variation des stocks}})) * 3,664$$

avec:

a) **Données d'activité**

L'exploitant analyse et déclare les flux massiques entrant dans l'installation et en sortant, ainsi que la variation des stocks de tous les combustibles et matières concernés, en les indiquant séparément. Lorsque la teneur en carbone d'un flux massique est généralement liée au contenu énergétique (combustibles), l'exploitant peut déterminer et utiliser la teneur en carbone du flux massique concerné par rapport au contenu énergétique [t C/T]] pour le calcul du bilan massique.

Niveau 1

Les données d'activité pendant la période de déclaration sont déterminées avec une incertitude maximale de $\pm 7,5$ %.

Niveau 2

Les données d'activité pendant la période de déclaration sont déterminées avec une incertitude maximale de ± 5 %.

Niveau 3

Les données d'activité pendant la période de déclaration sont déterminées avec une incertitude maximale de $\pm 2,5$ %.

Niveau 4

Les données d'activité pendant la période de déclaration sont déterminées avec une incertitude maximale de $\pm 1,5$ %.

b) **Teneur en carbone***Niveau 1*

La teneur en carbone des flux entrants ou sortants est déterminée sur la base des facteurs d'émission standard des combustibles ou des matières énumérés à la partie 11 de l'annexe I ou dans les annexes IV à VI. La teneur en carbone est déterminée comme suit:

$$\text{Teneur en C [t/t ou T]} = \frac{\text{Facteurs d'ém. [tCO}_2\text{/t ou T]}}{3,664 \text{ [tCO}_2\text{/t C]}}$$

Niveau 2

La teneur en carbone des flux entrants ou sortants est déterminée conformément aux dispositions de la partie 13 de l'annexe I pour tout ce qui concerne l'échantillonnage représentatif des combustibles, des produits et des sous-produits, et la détermination de leur teneur en carbone et de la fraction de la biomasse.

2.1.1.3. TORCHÈRES

Les émissions en provenance des torchères englobent le brûlage de routine et le brûlage lié à l'exploitation (interruptions, démarrages, arrêts, cas d'urgence).

Les émissions de CO₂ sont calculées à partir de la quantité de gaz brûlé à la torche [Nm³] et de la teneur en carbone du gaz brûlé [t CO₂/Nm³] (CO₂ inhérent inclus).

$$\text{émissions de CO}_2 = \text{données d'activité} * \text{facteur d'émission} * \text{facteur d'oxydation}$$

avec:

a) **Données d'activité***Niveau 1*

La quantité de gaz brûlé utilisée pendant la période de déclaration est déterminée avec une incertitude maximale admissible de $\pm 17,5$ %.

Niveau 2

La quantité de gaz brûlé utilisée pendant la période de déclaration est déterminée avec une incertitude maximale admissible de $\pm 12,5$ %.

Niveau 3

La quantité de gaz brûlé utilisée pendant la période de déclaration est déterminée avec une incertitude maximale admissible de $\pm 7,5$ %.

b) **Facteur d'émission***Niveau 1*

Application d'un facteur d'émission de référence de 0,00393 t CO₂/m³ (dans des conditions standard). Cette valeur, qui est dérivée de la combustion d'éthane pur utilisé comme indicateur des gaz brûlés, garantit une bonne marge de sécurité.

Niveau 2a

L'exploitant applique au combustible les facteurs d'émission indiqués par l'État membre dans le dernier inventaire national remis au secrétariat de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques.

Niveau 2b

Les facteurs d'émission des installations sont déterminées à partir d'une estimation du poids moléculaire du flux brûlé à la torchère, en utilisant une méthode de modélisation du procédé reconnue par l'industrie, par modélisation des processus sur la base de modèles standardisés. Une moyenne annuelle pondérée est obtenue pour le poids moléculaire du gaz brûlé en examinant les proportions relatives et les poids moléculaires de chacun des flux concourants.

Niveau 3

Le facteur d'émission [$t \text{ CO}_2/\text{Nm}^3_{\text{gaz brûlé}}$] est calculé à partir de la teneur en carbone du gaz brûlé, conformément aux dispositions de la partie 13 de l'annexe I.

c) **Facteur d'oxydation**

Il est possible d'appliquer les niveaux inférieurs.

Niveau 1

On utilise une valeur de 1,0.

Niveau 2

L'exploitant applique le facteur d'oxydation indiqué par l'État membre dans le dernier inventaire national remis au secrétariat de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques.

2.1.2. **ÉMISSIONS DE PROCÉDÉ**

Les émissions de CO_2 dues à l'emploi de carbonate pour désulfurer les effluents gazeux sont calculées à partir du carbonate acheté (méthode de calcul de niveau 1a) ou du gypse produit (méthode de calcul de niveau 1b). Ces deux méthodes de calcul sont équivalentes. Le calcul est effectué comme suit:

$$\text{émissions de CO}_2 \text{ [t]} = \text{données d'activité} * \text{facteur d'émission}$$

avec:

Méthode de calcul A «fondée sur le carbonate»

Le calcul des émissions se fonde sur la quantité de carbonate employée:

a) **Données d'activité***Niveau 1*

Le poids en tonnes de carbonate sec consommé par an dans le procédé est déterminé par l'exploitant ou le fournisseur avec une incertitude maximale inférieure à $\pm 7,5 \%$.

b) **Facteur d'émission***Niveau 1*

Les facteurs d'émission sont calculés et déclarés en unités de masse de CO_2 rejeté par tonne de carbonate. Les rapports stoechiométriques indiqués dans le tableau 1 ci-après sont utilisés pour convertir les données sur la composition en facteurs d'émission.

La quantité de CaCO_3 et de MgCO_3 dans les matières entrantes de chaque four est déterminée sur la base des meilleures pratiques publiées par l'industrie.

Tableau 1

Rapports stœchiométriques

Carbonate	Rapport [t CO ₂ /t Ca-, Mg- ou autre carbonate]	Observations
CaCO ₃	0,440	
MgCO ₃	0,522	
En règle générale: X _Y (CO ₃) _Z	Facteur d'émission = $\frac{[M_{CO_2}]}{\{Y * [M_x] + Z * [M_{CO_3^{2-}}]\}}$	X = métal alcalino-terreux ou alcalin M _x = poids moléculaire de X en [g/mol] M _{CO₂} = poids moléculaire du CO ₂ = 44 [g/mol] M _{CO₃} = poids moléculaire du CO ₃ ²⁻ = 60 [g/mol] Y = nombre stœchiométrique de X = 1 (pour les métaux alcalino-terreux) = 2 (pour les métaux alcalins) Z = nombre stœchiométrique de CO ₃ ²⁻ = 1

Méthode de calcul B «fondée sur le gypse»

Le calcul des émissions se fonde sur la quantité de gypse produite.

a) **Données d'activité**

Niveau 1

Poids en tonnes de gypse sec (CaSO₄ · 2H₂O) produit par an, mesuré par l'exploitant ou le producteur de gypse avec une incertitude maximale inférieure à ± 7,5 %.

b) **Facteur d'émission**

Niveau 1

Rapport stœchiométrique du gypse sec (CaSO₄ · 2H₂O) et du CO₂ dans le procédé: 0,2558 t CO₂/t gypse.

2.2. MESURE DES ÉMISSIONS DE CO₂

Il convient d'appliquer les lignes directrices de l'annexe XII.

ANNEXE III

Lignes directrices spécifiques concernant les raffineries de pétrole visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE**1. LIMITES**

La surveillance des émissions d'une installation englobe toutes les émissions dues aux procédés de combustion et de production mis en œuvre dans les raffineries. Les émissions dues à des procédés mis en œuvre dans des installations adjacentes du site chimique non mentionnées dans l'annexe I de la directive 2003/87/CE et qui ne font pas partie de la chaîne de raffinage ne doivent pas être comptabilisées.

2. DÉTERMINATION DES ÉMISSIONS DE CO₂

Les sources potentielles d'émission de CO₂ sont notamment les suivantes:

a) combustion énergétique:

- chaudières,
- réchauffeurs industriels/épurateurs,
- moteurs à combustion interne/turbines,
- réacteurs thermiques et catalytiques,
- fours de calcination du coke,
- pompage d'eau d'extinction,
- générateurs de secours/de réserve,
- torchères,
- incinérateurs,
- craqueurs;

b) procédé:

- installations de production d'hydrogène,
- régénération dans les procédés de catalyse (craquage catalytique et autres procédés de catalyse),
- unités de cokéfaction (cokéfaction fluide avec gazéification, cokéfaction différée).

2.1. CALCUL DES ÉMISSIONS DE CO₂**2.1.1. ÉMISSIONS DE COMBUSTION**

Les émissions liées à la combustion sont surveillées conformément aux dispositions de l'annexe II.

2.1.2. ÉMISSIONS DE PROCÉDÉ

Les procédés spécifiques entraînant des émissions de CO₂ sont notamment les suivants:

1. Régénération des catalyseurs de craquage catalytique, régénération dans les autres procédés de catalyse et unités de cokéfaction fluide avec gazéification

Le coke déposé sur le catalyseur à la suite du procédé de craquage est brûlé dans le régénérateur afin de réactiver le catalyseur. D'autres procédés de raffinage, comme le reformage catalytique, nécessitent un catalyseur qui doit être régénéré.

Les émissions sont calculées au moyen d'un bilan matières, avec prise en compte de l'état de l'air entrant et des effluents gazeux. L'ensemble du CO présent dans les effluents gazeux doit être comptabilisé comme CO₂ ⁽¹⁾.

(1) En appliquant la relation massique: t CO₂ = t CO * 1,571.

L'analyse de l'air entrant et des effluents gazeux et le choix du niveau sont effectués conformément aux dispositions de la partie 13 de l'annexe I. L'approche par calcul employée doit être approuvée par l'autorité compétente dans le cadre de l'évaluation du plan et de la méthode de surveillance.

Niveau 1

Pour chaque source d'émission, l'incertitude totale associée aux émissions globales pendant la période de déclaration doit être inférieure à $\pm 10\%$.

Niveau 2

Pour chaque source d'émission, l'incertitude totale associée aux émissions globales pendant la période de déclaration doit être inférieure à $\pm 7,5\%$.

Niveau 3

Pour chaque source d'émission, l'incertitude totale associée aux émissions globales pendant la période de déclaration doit être inférieure à $\pm 5\%$.

Niveau 4

Pour chaque source d'émission, l'incertitude totale associée aux émissions globales pendant la période de déclaration doit être inférieure à $\pm 2,5\%$.

2. **Production d'hydrogène dans les raffineries**

Le CO₂ émis provient du carbone contenu dans le gaz d'alimentation. Il convient donc de calculer les émissions de CO₂ en fonction de l'intrant.

$$\text{émissions de CO}_2 \text{ [t]} = \text{données d'activité}_{\text{intrant}} * \text{facteur d'émission}$$

avec:

a) **Données d'activité**

Niveau 1

Quantité d'hydrocarbures [t charge] traitée pendant la période de déclaration, avec une incertitude maximale de $\pm 7,5\%$.

Niveau 2

Quantité d'hydrocarbures [t charge] traitée pendant la période de déclaration, avec une incertitude maximale admissible de $\pm 2,5\%$.

b) **Facteur d'émission:**

Niveau 1

Application d'une valeur de référence de 2,9 t de CO₂ par tonne de charge traitée. Cette valeur, fondée sur l'éthane, garantit une bonne marge de sécurité.

Niveau 2

Application d'un facteur d'émission spécifique [CO₂/t charge] calculé à partir de la teneur en carbone du gaz d'alimentation, déterminée conformément aux dispositions de la partie 13 de l'annexe I.

2.2. MESURE DES ÉMISSIONS DE CO₂

Il convient d'appliquer les lignes directrices des annexes I et XII.

ANNEXE IV

Lignes directrices spécifiques concernant les fours à coke visés à l'annexe I de la directive 2003/87/CE**1. LIMITES ET EXHAUSTIVITÉ**

Les cokeries peuvent faire partie d'aciéries directement reliées à des installations de frittage, de production de fonte et d'acier et de coulée continue, ce qui entraîne des échanges d'énergie et de matières intenses et réguliers (gaz de haut fourneau, gaz de cokerie, coke, par exemple). Si l'autorisation délivrée à l'installation conformément aux articles 4, 5 et 6 de la directive 2003/87/CE englobe la totalité de l'aciérie, et pas seulement la cokerie, les émissions de CO₂ de l'ensemble de l'aciérie intégrée peuvent également être surveillées, en appliquant la méthode du bilan massique indiquée au point 2.1.1 de la présente annexe.

Si les effluents gazeux sont épurés et que les émissions qui en résultent ne sont pas comptabilisées dans les émissions de procédé de l'installation, elles doivent être calculées conformément aux dispositions de l'annexe II.

2. DÉTERMINATION DES ÉMISSIONS DE CO₂

Dans les cokeries, les émissions de CO₂ proviennent des sources et flux d'émission suivants:

- matières premières (charbon ou coke de pétrole),
- combustibles classiques (gaz naturel, par exemple),
- gaz de procédé (gaz de haut fourneau, par exemple),
- autres combustibles,
- épuration des effluents gazeux.

2.1. CALCUL DES ÉMISSIONS DE CO₂

Si la cokerie fait partie d'une aciérie intégrée, l'exploitant peut calculer les émissions:

- a) de l'ensemble de l'aciérie intégrée, en appliquant la méthode du bilan massique, ou
- b) de la cokerie, en tant qu'activité spécifique de l'aciérie intégrée.

2.1.1. MÉTHODE DU BILAN MASSIQUE

La méthode du bilan massique prend en considération l'ensemble du carbone présent dans les intrants, les stocks, les produits et les autres exportations hors de l'installation pour quantifier les émissions de gaz à effet de serre pendant la période de déclaration, selon l'équation suivante:

$$\text{émissions de CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = (\text{intrants} - \text{produits} - \text{exportations} - \text{variation des stocks}) * \text{facteur de conversion CO}_2\text{/C}$$

avec:

- *intrants [tC]*: la totalité du carbone entrant dans les limites de l'installation,
- *produits [tC]*: la totalité du carbone présent dans les produits et les matériaux, y compris dans les sous-produits, sortant des limites de l'installation,
- *exportations [tC]*: le carbone exporté en dehors des limites de l'installation, c'est-à-dire rejeté dans les égouts, mis en décharge ou perdu. Les exportations ne comprennent pas les rejets de gaz à effet de serre dans l'atmosphère,
- *variation des stocks [tC]*: l'augmentation des stocks de carbone dans les limites de l'installation.

Le calcul se fait de la manière suivante:

$$\text{émissions de CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = (\Sigma (\text{données d'activité}_{\text{intrants}} * \text{teneur en carbone}_{\text{intrants}}) - \Sigma (\text{données d'activité}_{\text{produits}} * \text{teneur en carbone}_{\text{produits}}) - \Sigma (\text{données d'activité}_{\text{exportations}} * \text{teneur en carbone}_{\text{exportations}}) - \Sigma (\text{données d'activité}_{\text{variation des stocks}} * \text{teneur en carbone}_{\text{variation des stocks}})) * 3,664$$

avec:

a) **Données d'activité**

L'exploitant analyse et déclare les flux massiques entrant et sortant de l'installation, ainsi que la variation des stocks de tous les combustibles et matières, en les indiquant séparément. Lorsque la teneur en carbone d'un flux massique est généralement liée au contenu énergétique (combustibles), l'exploitant peut déterminer et utiliser la teneur en carbone du flux massique correspondant par rapport au contenu énergétique [t C/TJ] pour le calcul du bilan massique.

Niveau 1

Les données d'activité pendant la période de déclaration sont déterminées avec une incertitude maximale de $\pm 7,5\%$.

Niveau 2

Les données d'activité pendant la période de déclaration sont déterminées avec une incertitude maximale de $\pm 5\%$.

Niveau 3

Les données d'activité pendant la période de déclaration sont déterminées avec une incertitude maximale de $\pm 2,5\%$.

Niveau 4

Les données d'activité pendant la période de déclaration sont déterminées avec une incertitude maximale de $\pm 1,5\%$.

b) **Teneur en carbone**

Niveau 1

La teneur en carbone des flux entrants ou sortants est déterminée sur la base des facteurs d'émission standard des combustibles ou des matières énumérés à la partie 11 de l'annexe I ou dans les annexes IV à X. La teneur en carbone est calculée comme suit:

$$\text{Teneur en C [t/t ou TJ]} = \frac{\text{Facteurs d'ém. [t CO}_2\text{/t ou TJ]}}{3,664 \text{ [t CO}_2\text{/t C]}}$$

Niveau 2

L'exploitant applique au combustible ou à la matière la teneur en carbone spécifique indiquée par l'État membre dans le dernier inventaire national communiqué au secrétariat de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques.

Niveau 3

La teneur en carbone des flux entrants ou sortants est déterminée conformément aux dispositions de la partie 13 de l'annexe I pour tout ce qui concerne l'échantillonnage représentatif des combustibles, des produits et des sous-produits, ainsi que la détermination de leur teneur en carbone et de la fraction de la biomasse.

2.1.2. **ÉMISSIONS DE COMBUSTION**

Les procédés de combustion dans des cokeries mettant en œuvre des combustibles (coke, charbon, gaz naturel, par exemple) qui ne sont pas inclus dans la méthode du bilan massique sont surveillés et déclarés conformément aux dispositions de l'annexe II.

2.1.3. **ÉMISSIONS DE PROCÉDÉ**

Au cours de la carbonisation qui se produit dans la chambre du four à coke, le charbon se transforme, sans apport d'air, en coke et en gaz brut de cokerie. La principale source de carbone contenue dans les matières/flux entrants est le charbon, mais le poussier de coke, le coke de pétrole, les huiles de pétrole et les gaz de procédé tels que les

gaz de haut fourneau en contiennent également. Le gaz brut de cokerie issu du procédé de carbonisation contient de nombreux composants carbonés, dont le dioxyde de carbone (CO₂), le monoxyde de carbone (CO), le méthane (CH₄) et les hydrocarbures (C_xH_y).

Les émissions totales de CO₂ des cokeries sont calculées de la manière suivante:

$$\text{émissions de CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = \Sigma (\text{données d'activité}_{\text{INTRANTS}} * \text{facteur d'émission}_{\text{INTRANTS}}) - \Sigma (\text{données d'activité}_{\text{EXTRANT}} * \text{facteur d'émission}_{\text{EXTRANT}})$$

avec:

a) **Données d'activité**

Les données d'activité_{INTRANT} peuvent comprendre le charbon en tant que matière première, le poussier de coke, le coke de pétrole, les huiles de pétrole, le gaz de haut fourneau, le gaz de cokerie et autres. Les données d'activité_{EXTRANT} peuvent comprendre le coke, les goudrons, les huiles légères, le gaz de cokerie et autres.

a1) **Combustible employé pour alimenter le procédé**

Niveau 1

Le flux massique des combustibles entrant dans l'installation et en sortant pendant la période de déclaration est déterminé avec une incertitude maximale inférieure à ± 7,5 %.

Niveau 2

Le flux massique des combustibles entrant dans l'installation et en sortant pendant la période de déclaration est déterminé avec une incertitude maximale inférieure à ± 5,0 %.

Niveau 3

Le flux massique des combustibles entrant dans l'installation et en sortant pendant la période de déclaration est déterminé avec une incertitude maximale inférieure à ± 2,5 %.

Niveau 4

Le flux massique des combustibles entrant dans l'installation et en sortant pendant la période de déclaration est déterminé avec une incertitude maximale inférieure à ± 1,5 %.

a2) **Pouvoir calorifique inférieur**

Niveau 1

Les valeurs de référence applicables à chaque combustible sont utilisées conformément aux dispositions de la partie 11 de l'annexe I.

Niveau 2

L'exploitant applique au combustible les pouvoirs calorifiques inférieurs spécifiques indiqués par l'État membre dans le dernier inventaire national remis au secrétariat de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques.

Niveau 3

L'exploitant, le laboratoire sous contrat ou le fournisseur de combustibles mesure le pouvoir calorifique inférieur de chaque lot de combustible d'une installation, conformément aux dispositions du chapitre 13 de l'annexe I.

b) **Facteur d'émission**

Niveau 1

Application des facteurs de référence prévus à la partie 11 de l'annexe I.

Niveau 2

L'exploitant applique au combustible les facteurs d'émission indiqués par l'État membre dans le dernier inventaire national remis au secrétariat de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques.

Niveau 3

Les facteurs d'émission spécifiques sont déterminés conformément aux dispositions du chapitre 13 de l'annexe I.

2.2. MESURE DES ÉMISSIONS DE CO₂

Il convient d'appliquer les lignes directrices des annexes I et XII.

ANNEXE V

Lignes directrices spécifiques concernant les installations de grillage et de frittage de minerai métallique visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE**1. LIMITES ET EXHAUSTIVITÉ**

Les installations de grillage, de frittage et d'agglomération par bouletage du minerai métallique peuvent faire partie intégrante d'aciéries directement reliées à des fours à coke et à des installations de production de fonte et d'acier et de coulée continue, ce qui entraîne des échanges d'énergie et de matières intenses et réguliers (gaz de haut fourneau, gaz de cokerie, coke, calcaire, par exemple). Si l'autorisation délivrée à l'installation conformément aux articles 4, 5 et 6 de la directive 2003/87/CE englobe la totalité de l'aciérie, et pas seulement l'installation de grillage ou de frittage, les émissions de CO₂ de l'ensemble de l'aciérie intégrée peuvent également être surveillées. On peut dans ce cas utiliser la méthode du bilan massique (point 2.1.1 de la présente annexe).

Si les effluents gazeux sont épurés et que les émissions qui en résultent ne sont pas comptabilisées dans les émissions de procédé de l'installation, elles doivent être calculées conformément aux dispositions de l'annexe II.

2. DÉTERMINATION DES ÉMISSIONS DE CO₂

Dans les installations de grillage, de frittage et d'agglomération par bouletage, les émissions de CO₂ proviennent des sources et flux d'émission suivants:

- matières premières (calcination du calcaire, de la dolomie et des minerais de fer carbonatés, par exemple FeCO₃),
- combustibles classiques (gaz naturel et coke/poussier de coke),
- gaz de procédé (gaz de cokerie et gaz de haut fourneau, par exemple),
- résidus de procédé utilisés comme matières entrantes, dont la poussière filtrée provenant de l'unité de frittage, du convertisseur et du haut fourneau,
- autres combustibles,
- épuration des effluents gazeux.

2.1. CALCUL DES ÉMISSIONS DE CO₂

Dans le cas d'installations de grillage, de frittage ou d'agglomération par bouletage faisant partie d'une aciérie intégrée, l'exploitant peut calculer les émissions:

- a) de l'ensemble de l'aciérie intégrée, en appliquant la méthode du bilan massique, ou
- b) de l'installation de grillage, de frittage ou d'agglomération par bouletage, en tant qu'activité spécifique de l'aciérie intégrée.

2.1.1. MÉTHODE DU BILAN MASSIQUE

La méthode du bilan massique prend en considération l'ensemble du carbone présent dans les intrants, les stocks, les produits et les autres exportations hors de l'installation pour quantifier les émissions de gaz à effet de serre pendant la période de déclaration, selon l'équation suivante:

$$\text{émissions de CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = (\text{intrants} - \text{produits} - \text{exportations} - \text{variation des stocks}) * \text{facteur de conversion CO}_2\text{/C}$$

avec:

- *intrants [tC]*: la totalité du carbone entrant dans les limites de l'installation,
- *produits [tC]*: la totalité du carbone entrant dans les produits et les matériaux, y compris dans les sous-produits, et sortant des limites de l'installation,

- *exportations [tC]*: le carbone exporté en dehors des limites de l'installation, c'est-à-dire rejeté dans les égouts, mis en décharge ou perdu. Les exportations ne comprennent pas les rejets de gaz à effet de serre dans l'atmosphère,
- *variation des stocks [tC]*: l'augmentation des stocks de carbone dans les limites de l'installation.

Le calcul se fait de la manière suivante:

$$\text{émissions de CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = (\Sigma (\text{données d'activité}_{\text{intrants}} * \text{teneur en carbone}_{\text{intrants}}) - \Sigma (\text{données d'activité}_{\text{produits}} * \text{teneur en carbone}_{\text{produits}}) - \Sigma (\text{données d'activité}_{\text{exportations}} * \text{teneur en carbone}_{\text{exportations}}) - \Sigma (\text{données d'activité}_{\text{variation des stocks}} * \text{teneur en carbone}_{\text{variation des stocks}})) * 3,664$$

avec:

a) **Données d'activité**

L'exploitant analyse et déclare les flux massiques entrant dans l'installation et en sortant, ainsi que la variation des stocks de tous les combustibles et matières, en les indiquant séparément. Lorsque la teneur en carbone d'un flux massique est généralement liée au contenu énergétique (combustibles), l'exploitant peut déterminer et utiliser la teneur en carbone du flux massique correspondant par rapport au contenu énergétique [t C/TJ] pour le calcul du bilan massique.

Niveau 1

Les données d'activité pendant la période de déclaration sont déterminées avec une incertitude maximale de $\pm 7,5$ %.

Niveau 2

Les données d'activité pendant la période de déclaration sont déterminées avec une incertitude maximale de ± 5 %.

Niveau 3

Les données d'activité pendant la période de déclaration sont déterminées avec une incertitude maximale de $\pm 2,5$ %.

Niveau 4

Les données d'activité pendant la période de déclaration sont déterminées avec une incertitude maximale de $\pm 1,5$ %.

b) **Teneur en carbone**

Niveau 1

La teneur en carbone des flux entrants ou sortants est déterminée sur la base des facteurs d'émission standard des combustibles ou des matières énumérés à la partie 11 de l'annexe I ou dans les annexes IV à X. Elle est calculée comme suit:

$$\text{Teneur en C [t/t ou TJ]} = \frac{\text{Facteurs d'ém. [t CO}_2\text{/t ou TJ]}}{3,664 \text{ [t CO}_2\text{/t C]}}$$

Niveau 2

L'exploitant applique au combustible ou à la matière la teneur en carbone spécifique indiquée par l'État membre dans le dernier inventaire national communiqué au secrétariat de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques.

Niveau 3

La teneur en carbone des flux entrants ou sortants est déterminée conformément aux dispositions de la partie 13 de l'annexe I pour tout ce qui concerne l'échantillonnage représentatif des combustibles, des produits et des sous-produits, ainsi que la détermination de leur teneur en carbone et de la fraction de la biomasse.

2.1.2. ÉMISSIONS DE COMBUSTION

Les procédés de combustion mis en œuvre dans les installations de grillage, de frittage et d'agglomération par bouletage du minerai métallique où les combustibles ne sont pas utilisés comme agents réducteurs et ne sont pas issus de réactions métallurgiques sont surveillés et déclarés conformément aux dispositions de l'annexe II.

2.1.3. ÉMISSIONS DE PROCÉDÉ

Au cours de la calcination sur la grille, du CO₂ se dégage des matières entrantes, c'est-à-dire du mélange brut (généralement libéré par le carbonate) et des résidus de procédé réemployés. Pour chaque type de matière entrante utilisée, la quantité de CO₂ est calculée selon la formule suivante:

$$\text{émissions de CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = \Sigma \{ \text{données d'activité}_{\text{intrants du procédé}} * \text{facteur d'émission} * \text{facteur de conversion} \}$$

a) **Données d'activité**

Niveau 1

Pesage, par l'exploitant ou le fournisseur, des quantités [t] de carbonates [t_{CaCO_3} , t_{MgCO_3} ou $t_{\text{CaCO}_3\text{-MgCO}_3}$] et de résidus de procédé utilisées comme matières entrantes dans le procédé pendant la période de déclaration, avec une incertitude maximale inférieure à $\pm 5,0 \%$.

Niveau 2

Pesage, par l'exploitant ou le fournisseur, des quantités [t] de carbonates [t_{CaCO_3} , t_{MgCO_3} ou $t_{\text{CaCO}_3\text{-MgCO}_3}$] et de résidus de procédé utilisées comme matières entrantes dans le procédé pendant la période de déclaration, avec une incertitude maximale admissible inférieure à $\pm 2,5 \%$.

b) **Facteur d'émission**

Niveau 1

En ce qui concerne les carbonates: application des rapports stœchiométriques figurant dans le tableau 1 ci-après:

Tableau 1

Facteurs d'émission stœchiométriques

Facteur d'émission	
CaCO ₃	0,440 t CO ₂ /t CaCO ₃
MgCO ₃	0,522 t CO ₂ /t MgCO ₃
FeCO ₃	0,380 t CO ₂ /t FeCO ₃

Ces valeurs sont ajustées en fonction de la teneur en humidité des carbonates employés et des gangues.

Résidus de procédés: les facteurs spécifiques sont déterminés conformément aux dispositions de la partie 13 de l'annexe I.

c) **Facteur de conversion**

Niveau 1

Facteur de conversion: 1,0

Niveau 2

Les facteurs d'activité spécifiques sont déterminés conformément aux dispositions de la partie 13 de l'annexe I, en estimant la quantité de carbone contenue dans les produits de frittage et dans la poussière filtrée. Si de la poussière filtrée est réemployée dans le procédé, la quantité de carbone [t] qui y est contenue ne doit pas être prise en compte afin d'éviter une double comptabilisation.

2.2. MESURE DES ÉMISSIONS DE CO₂

Il convient d'appliquer les lignes directrices des annexes I et XII.

ANNEXE VI

Lignes directrices spécifiques concernant les installations destinées à la production de fonte et d'acier, y compris les équipements pour coulée continue, visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE**1. LIMITES ET EXHAUSTIVITÉ**

Les lignes directrices de la présente annexe peuvent être appliquées pour les émissions provenant d'installations de production de fonte et d'acier, y compris des équipements de coulée continue. Ces lignes directrices englobent notamment la production primaire (haut fourneau et convertisseur à l'oxygène) et secondaire (four à arc électrique) d'acier.

Les installations de production de fonte et d'acier, y compris les équipements de coulée continue, font généralement partie intégrante d'aciéries directement reliées à des fours à coke et à des unités de frittage, ce qui entraîne des échanges d'énergie et de matières intenses et réguliers (gaz de haut fourneau, gaz de cokerie, coke, calcaire, par exemple). Si l'autorisation délivrée à l'installation conformément aux articles 4, 5 et 6 de la directive 2003/87/CE englobe la totalité de l'aciérie, et pas seulement le haut fourneau, les émissions de CO₂ de l'ensemble de l'aciérie intégrée peuvent également être surveillées. On peut dans ce cas utiliser la méthode du bilan massique présentée au chapitre 2.1.1 de la présente annexe.

Si les effluents gazeux sont épurés et que les émissions qui en résultent ne sont pas comptabilisées dans les émissions de procédé de l'installation, elles doivent être calculées conformément aux dispositions de l'annexe II.

2. DÉTERMINATION DES ÉMISSIONS DE CO₂

Dans les installations pour la production de fonte et d'acier et dans les unités de coulée continue, les émissions de CO₂ résultent des sources et flux d'émission suivants:

- matières premières (calcination du calcaire, de la dolomie et des minerais de fer carbonatés, par exemple FeCO₃),
- combustibles classiques (gaz naturel, charbon et coke),
- agents réducteurs (coke, charbon, matières plastiques, etc.),
- gaz de procédé (gaz de cokerie, gaz de haut fourneau, convertisseur à l'oxygène),
- consommation d'électrodes de graphite,
- autres combustibles,
- épuration des effluents gazeux.

2.1 CALCUL DES ÉMISSIONS DE CO₂

Dans le cas d'installations de production de fonte et d'acier faisant partie d'une aciérie intégrée, l'exploitant peut calculer les émissions:

- a) de l'ensemble de l'aciérie intégrée, en appliquant la méthode du bilan massique, ou
- b) de l'installation de production de fonte et d'acier, en tant qu'activité spécifique de l'aciérie intégrée.

2.1.1. MÉTHODE DU BILAN MASSIQUE

La méthode du bilan massique prend en considération l'ensemble du carbone présent dans les intrants, les stocks, les produits et les autres exportations hors de l'installation pour quantifier les émissions de gaz à effet de serre pendant la période de déclaration, selon l'équation suivante:

$$\text{émissions de CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = (\text{intrants} - \text{produits} - \text{exportations} - \text{variation des stocks}) * \text{facteur de conversion CO}_2\text{/C}$$

avec:

- *intrants [tC]*: la totalité du carbone entrant dans les limites de l'installation,
- *produits [tC]*: la totalité du carbone entrant dans les produits et les matériaux, y compris dans les sous-produits, sortant des limites de l'installation,
- *exportations [tC]*: le carbone exporté en dehors des limites de l'installation, c'est-à-dire rejeté dans les égouts, mis en décharge ou perdu. Les exportations ne comprennent pas les rejets de gaz à effet de serre dans l'atmosphère,
- *variation des stocks [tC]*: l'augmentation des stocks de carbone dans les limites de l'installation.

Le calcul se fait de la manière suivante:

$$\text{émissions de CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = (\Sigma (\text{données d'activité}_{\text{intrants}} * \text{teneur en carbone}_{\text{intrants}}) - \Sigma (\text{données d'activité}_{\text{produits}} * \text{teneur en carbone}_{\text{produits}}) - \Sigma (\text{données d'activité}_{\text{exportations}} * \text{teneur en carbone}_{\text{exportations}}) - \Sigma (\text{données d'activité}_{\text{variation des stocks}} * \text{teneur en carbone}_{\text{variation des stocks}})) * 3,664$$

avec:

a) **Données d'activité**

L'exploitant analyse et déclare les flux massiques entrant et dans l'installation et en sortant, ainsi que la variation des stocks de tous les combustibles et matières, en les indiquant séparément. Lorsque la teneur en carbone d'un flux massique est généralement liée au contenu énergétique (combustibles), l'exploitant peut déterminer et utiliser la teneur en carbone du flux massique correspondant par rapport au contenu énergétique [t C/TJ] pour le calcul du bilan massique.

Niveau 1

Les données d'activité pendant la période de déclaration sont déterminées avec une incertitude maximale de $\pm 7,5$ %.

Niveau 2

Les données d'activité pendant la période de déclaration sont déterminées avec une incertitude maximale de ± 5 %.

Niveau 3

Les données d'activité pendant la période de déclaration sont déterminées avec une incertitude maximale de $\pm 2,5$ %.

Niveau 4

Les données d'activité pendant la période de déclaration sont déterminées avec une incertitude maximale de $\pm 1,5$ %.

b) **Teneur en carbone**

Niveau 1

La teneur en carbone des flux entrants ou sortants est déterminée sur la base des facteurs d'émission standard des combustibles ou des matières énumérés à la partie 11 de l'annexe I ou dans les annexes IV à X. Elle est calculée comme suit:

$$\text{Teneur en C [t/t ou TJ]} = \frac{\text{Facteurs d'ém. [t CO}_2\text{/t ou TJ]}}{3,664 \text{ [t CO}_2\text{/t C]}}$$

Niveau 2

L'exploitant applique au combustible ou à la matière la teneur en carbone spécifique indiquée par l'État membre dans le dernier inventaire national communiqué au secrétariat de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques.

Niveau 3

La teneur en carbone des flux entrants ou sortants est déterminée conformément aux dispositions de la partie 13 de l'annexe I pour tout ce qui concerne l'échantillonnage représentatif des combustibles, des produits et des sous-produits, ainsi que la détermination de leur teneur en carbone et de la fraction de la biomasse.

La teneur en carbone des produits ou des produits semi-finis peut être déterminée sur la base des analyses annuelles effectuées conformément aux dispositions de la partie 13 de l'annexe I, ou sur la base de données moyennes sur la composition issues des normes nationales ou internationales applicables.

2.1.2. ÉMISSIONS DE COMBUSTION

Les procédés de combustion mis en œuvre dans les installations produisant de la fonte et de l'acier et dans les unités de coulée continue dans lesquelles les combustibles (coke, charbon, gaz naturel, par exemple) ne sont pas utilisés comme agents réducteurs et ne sont pas issus de réactions métallurgiques sont surveillés et déclarés conformément aux dispositions de l'annexe II.

2.1.3. ÉMISSIONS DE PROCÉDÉ

Les installations de production de fonte et d'acier, ainsi que les unités de coulée continue, comprennent habituellement des équipements (haut fourneau, convertisseur à l'oxygène) qui sont souvent reliés à d'autres installations (cokerie, installation de frittage, installations électriques, par exemple). Un certain nombre de combustibles y sont utilisés comme agents réducteurs. Ces installations produisent généralement des gaz de procédé de composition diverse (gaz de cokerie, gaz de haut fourneau, gaz de convertisseur à l'oxygène, par exemple).

Les émissions totales de CO₂ émises par les installations de production de fonte et d'acier, y compris par les unités de coulée continue, sont calculées de la manière suivante:

$$\text{émissions de CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = \Sigma (\text{données d'activité}_{\text{INTRANTS}} * \text{facteur d'émission}_{\text{INTRANTS}}) - \Sigma (\text{données d'activité}_{\text{EXTRANTS}} * \text{facteur d'émission}_{\text{EXTRANTS}})$$

avec:

a) **Données d'activité**a1) **Flux massiques pertinents**

Niveau 1

Le flux massique entrant dans l'installation et en sortant pendant la période de déclaration est déterminé avec une incertitude maximale inférieure à ± 7,5 %.

Niveau 2

Le flux massique entrant dans l'installation et en sortant pendant la période de déclaration est déterminé avec une incertitude maximale inférieure à ± 5,0 %.

Niveau 3

Le flux massique entrant dans l'installation et en sortant pendant la période de déclaration est déterminé avec une incertitude maximale inférieure à ± 2,5 %.

Niveau 4

Le flux massique entrant dans l'installation et en sortant pendant la période de déclaration est déterminé avec une incertitude maximale inférieure à ± 1,5 %.

a2) **Pouvoir calorifique inférieur (le cas échéant)**

Niveau 1

Les valeurs de référence applicables à chaque combustible sont utilisées conformément aux dispositions de la partie 11 de l'annexe I.

Niveau 2

L'exploitant applique au combustible les pouvoirs calorifiques inférieurs spécifiques indiqués par l'État membre dans le dernier inventaire national communiqué au secrétariat de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques.

Niveau 3

L'exploitant, le laboratoire sous contrat ou le fournisseur de combustibles mesure le pouvoir calorifique inférieur de chaque lot de combustible d'une installation conformément aux dispositions de la partie 13 de l'annexe I.

b) **Facteur d'émission**

Le facteur d'émission applicable aux données d'activité_{EXTRANTS} correspond à la quantité de carbone «non CO₂» contenue dans les produits issus du procédé, exprimée en t CO₂/t de produits issus du procédé, afin d'améliorer la comparabilité.

Niveau 1

Application des facteurs de référence concernant les matières entrantes et sortantes indiqués dans le tableau 1 ci-après, ainsi qu'à la partie 11 de l'annexe I.

Tableau 1

Facteurs d'émission de référence ⁽¹⁾

Facteur d'émission	Valeur	Unité	Source du facteur d'émission
CaCO ₃	0,440	t CO ₂ /t CaCO ₃	Rapport stœchiométrique
CaCO ₃ -MgCO ₃	0,477	t CO ₂ /t CaCO ₃ -MgCO ₃	Rapport stœchiométrique
FeCO ₃	0,380	t CO ₂ /t FeCO ₃	Rapport stœchiométrique
Fer prééduit	0,07	t CO ₂ /t	LD GIEC 2006
Électrodes de carbone pour four à arc électrique	3,00	t CO ₂ /t	LD GIEC 2006
Carbone de charge pour four à arc électrique	3,04	t CO ₂ /t	LD GIEC 2006
Fer aggloméré à chaud	0,07	t CO ₂ /t	LD GIEC 2006
Gaz de convertisseur à l'oxygène	1,28	t CO ₂ /t	LD GIEC 2006
Coke de pétrole	3,19	t CO ₂ /t	LD GIEC 2006
Fonte achetée	0,15	t CO ₂ /t	LD GIEC 2006
Ferraille	0,15	t CO ₂ /t	LD GIEC 2006
Acier	0,04	t CO ₂ /t	LD GIEC 2006

Niveau 2

L'exploitant applique au combustible les facteurs d'émission spécifiques indiqués par l'État membre dans le dernier inventaire national remis au secrétariat de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques.

Niveau 3

Application des facteurs d'émission spécifiques [t CO₂/t_{INTRANTS} OU /t_{EXTRANTS}] applicables AUX matières entrantes et sortantes, établis conformément aux dispositions de la partie 13 de l'annexe I.

2.2. MESURE DES ÉMISSIONS DE CO₂

Il convient d'appliquer les lignes directrices des annexes I et XII.

⁽¹⁾ Voir les lignes directrices du GIEC 2006 pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre, 2006. Les valeurs reposant sur les données du GIEC proviennent de facteurs exprimés en tC/t, multipliés par un facteur de conversion du CO₂/C de 3,664.

ANNEXE VII

Lignes directrices spécifiques concernant les installations destinées à la production de ciment clinker visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE**1. LIMITES ET EXHAUSTIVITÉ**

Sans objet.

2. DÉTERMINATION DES ÉMISSIONS DE CO₂

Dans les cimenteries, les émissions de CO₂ proviennent des sources et flux d'émission suivants:

- calcination du calcaire contenu dans les matières premières,
- combustibles fossiles classiques alimentant les fours,
- combustibles fossiles et matières premières de substitution,
- combustibles issus de la biomasse (déchets de la biomasse),
- combustibles non destinés à alimenter les fours,
- carbone organique contenu dans le calcaire et les schistes,
- matières premières utilisées pour l'épuration des effluents gazeux.

2.1. CALCUL DES ÉMISSIONS DE CO₂**2.1.1. ÉMISSIONS DE COMBUSTION**

Les procédés de combustion mis en œuvre dans les installations de production de ciment clinker et utilisant différents types de combustibles (charbon, coke de pétrole, fioul lourd, gaz naturel et toute la gamme des combustibles provenant de déchets) sont surveillés et déclarés conformément aux dispositions de l'annexe II.

2.1.2. ÉMISSIONS DE PROCÉDÉ

Les émissions de CO₂ liées au procédé résultent de la calcination des carbonates dans les matières premières utilisées pour produire le clinker (2.1.2.1), de la calcination partielle ou totale des poussières des fours à ciment ou des poussières des fours à précalcination/préchauffage retirées du procédé (2.1.2.2) et, dans certains cas, du carbone non issu de carbonates présent dans les matières premières (2.1.2.3).

2.1.2.1. CO₂ lié à la production de clinker

Les émissions sont calculées en se fondant sur la teneur en carbonate des matières utilisées pour alimenter le procédé (méthode de calcul A) ou sur la quantité de clinker produite (méthode de calcul B). Ces méthodes sont considérées comme équivalentes et chacune d'elles peut être utilisée par l'exploitant pour procéder à une validation croisée des résultats.

Méthode de calcul A — Matières entrantes (charge) dans le four

Le calcul se fonde sur la teneur en carbonate des matières utilisées pour alimenter le procédé (y compris les cendres volantes ou les gaz de haut fourneau, les poussières des fours à ciment et des fours à précalcination/préchauffage étant déduites de la consommation de matières premières et les émissions correspondantes étant calculées conformément au point 2.1.2.2, dans le cas où les poussières des fours à ciment et des fours à précalcination/préchauffage quittent le système du four. Le carbone non issu de carbonates étant pris en compte dans cette méthode, le point 2.1.2.3 ne s'applique pas.

Le CO₂ est calculé selon la formule suivante:

$$\text{émissions de CO}_{2\text{clinker}} = \sum \{ \text{données d'activité} * \text{facteur d'émission} * \text{facteur de conversion} \}$$

avec:

a) **Données d'activité**

Sauf aux fins de la caractérisation de la farine crue, ces exigences s'appliquent séparément à chacune des matières entrantes carbonées (autre que les combustibles), comme le calcaire ou le schiste, en évitant la double comptabilisation et les omissions liées aux matières réintroduites ou «bypassées». La quantité nette de farine crue peut être déterminée au moyen d'un rapport empirique farine crue/clinker propre à chaque installation, lequel doit être actualisé au moins une fois par an sur la base des meilleures pratiques publiées par l'industrie.

Niveau 1

La quantité nette de matières entrantes [t] consommées pendant la période de déclaration est déterminée avec une incertitude maximale inférieure à $\pm 7,5\%$.

Niveau 2

La quantité nette de matières entrantes [t] consommées pendant la période de déclaration est déterminée avec une incertitude maximale inférieure à $\pm 5,0\%$.

Niveau 3

La quantité nette de matières entrantes [t] consommées pendant la période de déclaration est déterminée avec une incertitude maximale inférieure à $\pm 2,5\%$.

b) **Facteur d'émission**

Les facteurs d'émission sont calculés et déclarés en unités de masse de CO_2 rejeté par tonne de chacune des matières entrantes. Les rapports stoechiométriques indiqués dans le tableau 1 ci-après sont utilisés pour convertir les données sur la composition en facteurs d'émission.

Niveau 1

La quantité de carbonates, dont CaCO_3 et MgCO_3 , dans chaque matière entrante alimentant le four est déterminée conformément à la partie 13 de l'annexe I. Il est possible de recourir à des méthodes thermogravimétriques.

Tableau 1

Rapports stoechiométriques

Substance	Rapports stoechiométriques
CaCO_3	0,440 [t CO_2 /t CaCO_3]
MgCO_3	0,522 [t CO_2 /t MgCO_3]
FeCO_3	0,380 [t CO_2 /t FeCO_3]
C	3,664 [t CO_2 /t C]

c) **Facteur de conversion**

Niveau 1

Par mesure de prudence, on considère que la quantité de carbonates quittant le four est nulle, autrement dit que la calcination est totale, ce qui se traduit par un facteur de conversion de 1.

Niveau 2

Les carbonates et les autres substances carbonées quittant le four dans le clinker sont pris en compte au moyen d'un facteur de conversion compris entre 0 et 1. L'exploitant peut considérer que la conversion est complète pour une ou plusieurs matières entrantes et imputer les carbonates et autres substances carbonées non convertis aux matières entrantes restantes. La détermination des paramètres chimiques utiles des produits est effectuée conformément à la partie 13 de l'annexe I.

Méthode de calcul B — Quantité de clinker produite

Cette méthode de calcul se fonde sur la quantité de clinker produite. Le CO₂ est calculé selon la formule suivante:

$$\text{émissions de CO}_{2\text{clinker}} = \text{données d'activité} * \text{facteur d'émission} * \text{facteur d'oxydation}$$

Le CO₂ dégagé lors de la calcination des poussières des fours à ciment ou des poussières des fours à précalcination/préchauffage doit être pris en compte pour les installations dans lesquelles ces poussières quittent le système du four (voir 2.1.2.2), de même que les émissions potentielles liées au carbone non issu de carbonates présent dans la farine crue (voir 2.1.2.3). Les émissions liées à la production de clinker, aux poussières des fours à ciment ou des poussières des fours à précalcination/préchauffage dans les matières entrantes sont calculées séparément et ajoutées au total des émissions:

$$\text{émissions de CO}_{2\text{total procédé}} [\text{t}] = \text{émissions de CO}_{2\text{clinker}} [\text{t}] + \text{émissions de CO}_{2\text{poussières}} [\text{t}] + \text{émissions de CO}_{2\text{carbone non issu de carbonates}}$$

ÉMISSIONS LIÉES À LA PRODUCTION DE CLINKER

a) *Données d'activité*

La production de clinker [t] pendant la période de déclaration est déterminée:

- soit par pesage direct du clinker,
- soit sur la base des livraisons de ciment, selon la formule suivante (bilan matières avec prise en compte du clinker expédié, du clinker livré et de la variation des stocks de clinker):

$$\text{clinker produit} [\text{t}] = (\text{livraisons de ciment} [\text{t}] - \text{variation des stocks de ciment} [\text{t}]) * \text{rapport clinker/ciment} [\text{t clinker/t ciment}] - (\text{clinker fourni} [\text{t}]) + (\text{clinker expédié} [\text{t}]) - (\text{variation du stock de clinker} [\text{t}])$$

Le rapport ciment/clinker est soit déterminé pour chacun des produits en ciment sur la base des dispositions de la partie 13 de l'annexe I, soit calculé 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 «bypassées» et les poussières des fours à ciment.

Niveau 1

La quantité de clinker produite [t] pendant une période de déclaration est déterminée avec une incertitude maximale inférieure à ± 5,0 %.

Niveau 2

La quantité de clinker produite [t] pendant une période de déclaration est déterminée avec une incertitude maximale inférieure à ± 2,5 %.

b) *Facteur d'émission*

Niveau 1

Facteur d'émission: 0,525 t CO₂/t clinker

Niveau 2

L'exploitant applique le facteur d'émission spécifique indiqué par l'État membre dans le dernier inventaire national remis au secrétariat de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques.

Niveau 3

La quantité de CaO et de MgO présente dans le produit est déterminée conformément aux dispositions de la partie 13 de l'annexe I.

Les rapports stœchiométriques indiqués dans le tableau 2 sont utilisés pour convertir les données sur la composition en facteurs d'émission, en considérant que la quantité totale de CaO et de MgO provient des carbonates correspondants.

Tableau 2

Rapports stœchiométriques

Oxyde	Rapports stœchiométriques [t CO ₂]/[t oxyde alcalino-terreux]
CaO	0,785
MgO	1,092

c) **Facteur de conversion***Niveau 1*

Par mesure de prudence, on considère que la quantité de CaO et de MgO (autres que carbonates) dans les matières premières est nulle, autrement dit que la quantité totale de Ca et de Mg présente dans le produit provient des matières premières carbonatées, ce qui se traduit par des facteurs de conversion de 1.

Niveau 2

La quantité de CaO et de MgO (autres que carbonates) dans les matières premières se traduit par des facteurs de conversion dont la valeur se situe entre 0 et 1, la valeur 1 correspondant à une conversion totale des carbonates contenus dans les matières premières en oxydes. La détermination des paramètres chimiques des matières premières est effectuée conformément à la partie 13 de l'annexe I. Il est possible de recourir à des méthodes thermo-gravimétriques.

2.1.2.2. ÉMISSIONS LIÉES AUX POUSSIÈRES ÉLIMINÉES

Le CO₂ provenant des poussières «bypassées» ou des poussières des fours à ciment (CKD) est calculé sur la base des quantités de poussières sortant du système du four et du facteur d'émission calculé comme pour le clinker (avec toutefois des teneurs en CaO et MgO potentiellement différentes), corrigé de la calcination partielle des poussières des fours à ciment. Les émissions sont calculées de la façon suivante:

$$\text{émissions de CO}_{2\text{poussières}} = \text{données d'activité} * \text{facteur d'émission}$$

avec:

a) **Données d'activité***Niveau 1*

La quantité [t] de poussières des fours à ciment (CKD) ou de poussières «bypassées» (le cas échéant) quittant le système du four est déterminée sur la base des lignes directrices sur les meilleures pratiques publiées par l'industrie.

Niveau 2

La quantité [t] de poussières des fours à ciment (CKD) ou de poussières «bypassées» (le cas échéant) sortant du système du four pendant une période donnée est déterminée avec une incertitude maximale inférieure à 7,5 %.

b) **Facteur d'émission***Niveau 1*

Application de la valeur de référence de 0,525 t CO₂ par tonne de clinker aux poussières de fours à ciment (CKD) et aux poussières «bypassées» sortant du système du four.

Niveau 2

Le facteur d'émission [t CO₂/t] pour les poussières de fours à ciment (CKD) et les poussières «bypassées» sortant du système du four est calculé sur la base du degré de calcination et de la composition. Le degré de calcination et la composition sont déterminés au moins une fois par an conformément aux dispositions de la partie 13 de l'annexe I.

La relation entre le degré de calcination des CKD et les émissions de CO₂ par tonne de CKD est non linéaire. Elle est calculée selon la formule suivante:

$$EF_{CKD} = \frac{\frac{EF_{cli} * d}{1 + EF_{cli}}}{1 - \frac{EF_{cli} * d}{1 + EF_{cli}}}$$

dans laquelle:

EF_{CKD} = facteur d'émission des poussières de four partiellement calcinées [t CO₂/t CKD]
 EF_{cli} = facteur d'émission du clinker spécifique de l'installation [CO₂/t clinker]
 d = degré de calcination des CKD (rejet de CO₂ = % du CO₂ total du carbonate contenu dans le mélange brut)

2.1.2.3. ÉMISSIONS LIÉES AU CARBONE NON ISSU DE CARBONATES DANS LA FARINE CRUE

Les émissions liées au carbone non issu de carbonates présent 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 sont déterminées au moyen de l'expression suivante:

émissions de CO₂ carbone non issu de carbonates dans la farine crue = données d'activité * facteur d'émission * facteur de conversion

avec:

a) **Données d'activité**

Niveau 1

La quantité de matière première [t] consommée pendant une période de déclaration est déterminée avec une incertitude maximale inférieure à ± 15 %.

Niveau 2

La quantité de matière première [t] consommée pendant une période de déclaration est déterminée avec une incertitude maximale inférieure à ± 7,5 %.

b) **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 de la matière première considérée est déterminée au moins une fois par an conformément aux dispositions de la partie 13 de l'annexe I.

c) **Facteur de conversion**

Niveau 1

Facteur de conversion: 1,0.

Niveau 2

Le facteur de conversion est calculé en appliquant les meilleures pratiques publiées par l'industrie.

2.2. MESURE DES ÉMISSIONS DE CO₂

Il convient d'appliquer les lignes directrices de l'annexe I.

ANNEXE VIII

Lignes directrices spécifiques concernant les installations destinées à la production de chaux visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE**1. LIMITES ET EXHAUSTIVITÉ**

Sans objet.

2. DÉTERMINATION DES ÉMISSIONS DE CO₂

Dans les installations de production de chaux, les émissions de CO₂ proviennent des sources et des flux d'émission suivants:

- calcination du calcaire et de la dolomie contenus dans les matières premières,
- combustibles fossiles classiques alimentant les fours,
- combustibles fossiles et matières premières de substitution,
- combustibles issus de la biomasse (déchets de la biomasse),
- autres combustibles.

2.1. CALCUL DES ÉMISSIONS DE CO₂**2.1.1. ÉMISSIONS DE COMBUSTION**

Les procédés de combustion mis en œuvre dans les installations de production de chaux et utilisant différents types de combustibles (charbon, coke de pétrole, fioul lourd, gaz naturel et toute la gamme des combustibles provenant de déchets) sont surveillés et déclarés conformément aux dispositions de l'annexe II.

2.1.2. ÉMISSIONS DE PROCÉDÉ

Les émissions de procédé sont liées à la calcination et à l'oxydation du carbone organique présent dans les matières premières. Au cours de la calcination dans le four, du CO₂ se dégage des carbonates contenus dans les matières premières. Le CO₂ provenant de la calcination est directement lié à la production de chaux. Au niveau de l'installation le CO₂ provenant de la calcination peut être calculé de deux manières: sur la base de la quantité de carbonate de calcium et de magnésium contenue dans la matière première (essentiellement calcaire et dolomie) convertie durant le procédé (méthode de calcul A), ou sur la base de la quantité d'oxydes de calcium et de magnésium présente dans la chaux produite (méthode de calcul B). Ces deux méthodes sont considérées comme équivalentes et peuvent être utilisées par l'exploitant pour procéder à une validation croisée.

Méthode de calcul A — Carbonates

Le calcul se fonde sur la quantité de carbonate de calcium et de carbonate de magnésium présente dans les matières premières consommées. La formule suivante doit être utilisée:

$$\text{émissions de CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = \Sigma \{ \text{données d'activité}_{\text{INTRANTS}} * \text{facteur d'émission} * \text{facteur de conversion} \}$$

a) Données d'activité

Ces exigences s'appliquent séparément à chacune des matières entrantes du four (autre que les combustibles), comme la craie ou le calcaire, en évitant la double comptabilisation et les omissions liées aux matières réintroduites ou «bypassées».

Niveau 1

La quantité de matières entrantes [t] consommée pendant la période de déclaration est déterminée par l'exploitant avec une incertitude maximale inférieure à $\pm 7,5\%$.

Niveau 2

La quantité de matières entrantes [t] consommée pendant la période de déclaration est déterminée par l'exploitant avec une incertitude maximale inférieure à $\pm 5,0\%$.

Niveau 3

La quantité de matières entrantes [t] consommée pendant la période de déclaration est déterminée par l'exploitant avec une incertitude maximale inférieure à $\pm 2,5 \%$.

b) **Facteur d'émission***Niveau 1*

Les facteurs d'émission sont calculés et déclarés en unités de masse de CO₂ rejeté par tonne de chacune des matières entrantes, la conversion étant présumée complète. Les rapports stoechiométriques indiqués dans le tableau 1 ci-après sont utilisés pour convertir les données sur la composition en facteurs d'émission.

La quantité de CaCO₃, de MgCO₃ et de carbone organique (le cas échéant) dans chacune des matières entrantes est déterminée conformément aux dispositions de la partie 13 de l'annexe I.

Tableau 1

Rapports stoechiométriques

Substance	Rapports stoechiométriques
CaCO ₃	0,440 [t CO ₂ /t CaCO ₃]
MgCO ₃	0,522 [t CO ₂ /t MgCO ₃]

c) **Facteur de conversion***Niveau 1*

Par mesure de prudence, on considère que la quantité de carbonates quittant le four est nulle, autrement dit que la calcination est totale, ce qui se traduit par un facteur de conversion de 1.

Niveau 2

Les carbonates sortant du four dans la chaux sont déterminés au moyen d'un facteur de conversion compris entre 0 et 1. L'exploitant peut considérer que la conversion est complète pour une ou plusieurs matières entrantes et imputer les carbonates non convertis aux matières entrantes restantes. La détermination des paramètres chimiques des produits est effectuée conformément à la partie 13 de l'annexe I.

Méthode de calcul B — Oxydes alcalino-terreux

Les émissions de CO₂ proviennent de la calcination des carbonates et sont calculées sur la base des quantités de CaO et de MgO présentes dans la chaux produite. Il convient de prendre dûment en compte, au moyen du facteur de conversion, le Ca et le Mg déjà calcinés entrant dans le four, par exemple sous forme de cendres volantes, ou de combustibles et matières premières contenant du CaO ou du MgO. La poussière de four à chaux sortant du système du four est prise en compte de manière appropriée.

Émissions provenant des carbonates

Il convient d'appliquer la formule de calcul suivante:

$$\text{émissions de CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = \sum \{ \text{données d'activité}_{\text{EXTRANTS}} * \text{facteur d'émission} * \text{facteur de conversion} \}$$

a) **Données d'activité***Niveau 1*

La quantité de chaux [t] produite pendant la période de déclaration est déterminée par l'exploitant avec une incertitude maximale inférieure à $\pm 5,0 \%$.

Niveau 2

La quantité de chaux [t] produite pendant la période de déclaration est déterminée par l'exploitant avec une incertitude maximale inférieure à $\pm 2,5 \%$.

b) **Facteurs d'émission**

Niveau 1

La quantité de CaO et de MgO présente dans le produit est déterminée conformément aux dispositions de la partie 13 de l'annexe I.

Les rapports stœchiométriques indiqués dans le tableau 2 sont utilisés pour convertir les données sur la composition en facteurs d'émission, en considérant que la quantité totale de CaO et de MgO provient des carbonates correspondants.

Tableau 2

Rapports stœchiométriques

Oxyde	Rapports stœchiométriques [t CO ₂]/[t oxyde alcalino-terreux]
CaO	0,785
MgO	1,092

c) **Facteur de conversion**

Niveau 1

Par mesure de prudence, on considère que la teneur en Ca et en Mg des matières premières est nulle, autrement dit que la quantité totale de Ca et de Mg présente dans le produit provient des matières premières carbonatées, ce qui se traduit par des facteurs de conversion de 1.

Niveau 2

La quantité de CaO et de MgO déjà présente dans les matières premières se traduit par des facteurs de conversion dont la valeur se situe entre 0 et 1, la valeur 1 correspondant à une conversion totale des carbonates contenus dans les matières premières en oxydes. La détermination des paramètres chimiques des matières premières est effectuée conformément à la partie 13 de l'annexe I.

2.2. MESURE DES ÉMISSIONS DE CO₂

Il convient d'appliquer les lignes directrices de l'annexe I.

ANNEXE IX

Lignes directrices spécifiques concernant les installations destinées à la production de verre visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE**1. LIMITES ET EXHAUSTIVITÉ**

Si les effluents gazeux sont épurés et que les émissions qui en résultent ne sont pas comptabilisées dans les émissions de procédé de l'installation, elles doivent être calculées conformément aux dispositions de l'annexe II.

La présente annexe s'applique également aux installations destinées à la production de verres solubles et de laine de roche.

2. DÉTERMINATION DES ÉMISSIONS DE CO₂

Dans les installations de production de verre, les émissions de CO₂ proviennent des sources et flux d'émission suivants:

- décomposition de carbonates alcalins et alcalino-terreux lors 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 contenant du carbone, y compris poussier de coke et de charbon,
- épuration des effluents gazeux.

2.1. CALCUL DES ÉMISSIONS DE CO₂**2.1.1. ÉMISSIONS DE COMBUSTION**

Les procédés de combustion mis en œuvre dans les installations destinées à la fabrication de verre sont surveillés et déclarés conformément aux dispositions de l'annexe II.

2.1.2. ÉMISSIONS DE PROCÉDÉ

Le CO₂ est libéré lors de la fusion dans le fourneau des carbonates contenus dans les matières premières et de la neutralisation du HF, du HCl et du SO₂ contenus dans les effluents gazeux par l'ajout de calcaire ou d'autres carbonates. Les émissions dues à la décomposition des carbonates pendant la fusion et lors de l'épuration des effluents gazeux font partie des émissions de l'installation. Elles doivent donc être ajoutées au total des émissions mais déclarées à part, si possible.

Le CO₂ provenant des carbonates contenus dans les matières premières et qui est libéré lors de la fusion dans le fourneau est directement lié à la fabrication du verre et doit être calculé en se fondant sur la quantité convertie de carbonates provenant de la matière première — principalement soude, chaux/calcaire, dolomie et autres carbonates alcalins et alcalino-terreux additionnés de débris de verre recyclés (ou calcin).

Le calcul se fonde sur la quantité de carbonates consommée. La formule suivante doit être utilisée:

$$\text{émissions de CO}_2 [\text{t CO}_2] = \Sigma \{\text{données d'activité} * \text{facteur d'émission}\} + \Sigma \{\text{additif} * \text{facteur d'émission}\}$$

a) Données d'activité

Les données d'activité correspondent à la quantité [t] de matières premières ou d'additifs carbonatés (par exemple dolomie, calcaire, soude et autres carbonates) liée aux émissions de CO₂ livrée et traitée aux fins de la production de verre dans l'installation pendant la période de déclaration.

Niveau 1

La masse totale [t] de matières premières carbonatées ou d'additifs carbonés consommé pendant la période de déclaration est déterminée, par type de matière première, par l'exploitant ou son fournisseur, avec une incertitude maximale de $\pm 2,5$ %.

Niveau 2

La masse totale [t] de matières premières carbonatées ou d'additifs carbonés consommée pendant la période de déclaration est déterminée, par type de matière première, par l'exploitant ou son fournisseur, avec une incertitude maximale de $\pm 1,5$ %.

b) Facteur d'émission**Carbonates**

Les facteurs d'émission sont calculés et déclarés en unités de masse de CO₂ rejeté par tonne de chacune des matières premières carbonatées. Les rapports stoechiométriques indiqués dans le tableau 1 ci-après sont utilisés pour convertir les données sur la composition en facteurs d'émission.

Niveau 1

La pureté des matières entrantes concernées est déterminée sur la base des meilleures pratiques publiées par l'industrie. Les valeurs obtenues sont ajustées en fonction de la teneur en humidité des carbonates et des gangues.

Niveau 2

La quantité de carbonates présente dans chaque matière entrante est déterminée conformément aux dispositions de la partie 13 de l'annexe I.

Tableau 1
Facteurs d'émission stoechiométriques

Carbonate	Facteur d'émission [t CO ₂ /t carbonate]	Observations
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	
En règle générale: X _Y (CO ₃) _Z	Facteur d'émission = $[M_{CO_2}] / \{Y * [M_x] + Z * [M_{CO_3^{2-}}]\}$	X = métal alcalino-terreux ou alcalin M _x = poids moléculaire de X en [g/mol] M _{CO₂} = poids moléculaire du CO ₂ = 44 [g/mol] M _{CO₃²⁻} = poids moléculaire du CO ₃ ²⁻ = 60 [g/mol] Y = nombre stoechiométrique de X = 1 (pour les métaux alcalino-terreux) = 2 (pour les métaux alcalins) Z = nombre stoechiométrique de CO ₃ ²⁻ = 1

2.2. MESURE DES ÉMISSIONS DE CO₂

Il convient d'appliquer les lignes directrices de l'annexe I.

ANNEXE X

Lignes directrices spécifiques concernant les installations destinées à la production de produits céramiques visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE**1. LIMITES ET EXHAUSTIVITÉ**

Sans objet.

2. DÉTERMINATION DES ÉMISSIONS DE CO₂

Dans les installations de fabrication de produits céramiques, les émissions de CO₂ proviennent des sources et flux d'émission suivants:

- combustibles fossiles classiques alimentant les fours,
- combustibles fossiles de substitution alimentant les fours,
- combustibles issus de la biomasse alimentant les fours,
- calcination du calcaire/de la dolomie et des autres carbonates contenus dans les matières premières,
- calcaire et autres carbonates utilisés pour la réduction des émissions de polluants atmosphériques et d'autres activités d'épuration des effluents gazeux,
- additifs fossiles/issus de la biomasse utilisés pour améliorer la porosité, tels que polystyrène, résidus de l'industrie papetière ou sciure de bois,
- matières organiques fossiles présentes dans l'argile et les autres matières premières.

2.1. CALCUL DES ÉMISSIONS DE CO₂**2.1.1. ÉMISSIONS DE COMBUSTION**

Les procédés de combustion mis en œuvre dans les installations destinées à la fabrication de produits céramiques sont surveillés et déclarés conformément aux dispositions de l'annexe II.

2.1.2. ÉMISSIONS DE PROCÉDÉ

Le CO₂ est libéré lors de la calcination des matières premières dans le four et de l'oxydation des matières organiques de l'argile et des additifs, ainsi que lors de la neutralisation du HF, du HCl et du SO₂ contenus dans les effluents gazeux par l'ajout de calcaire ou d'autres carbonates et dans le cadre des autres procédés d'épuration des effluents gazeux. Les émissions liées à la décomposition des carbonates, à l'oxydation des matières organiques dans le four et à l'épuration des effluents gazeux sont toutes incluses dans les émissions de l'installation. Elles doivent être ajoutées au total des émissions, mais déclarées à part, si possible. Le calcul est effectué comme suit:

$$\text{émissions de CO}_2 \text{ total [t]} = \text{émissions de CO}_2 \text{ matières entrantes [t]} + \text{émissions de CO}_2 \text{ épuration des effluents gazeux [t]}$$

2.1.2.1. ÉMISSIONS DE CO₂ PROVENANT DES MATIÈRES ENTRANTES

Les émissions de CO₂ provenant des carbonates et du carbone contenus dans les autres matières entrantes sont calculées de deux manières: soit en se fondant sur la quantité de carbone inorganique et organique contenue dans les matières premières (par exemple divers carbonates, matières organiques contenues dans l'argile et les additifs) convertie lors du procédé de fabrication (méthode de calcul A), soit en se fondant sur la quantité d'oxydes alcalino-terreux contenue dans les céramiques produites (méthode de calcul B). Ces deux méthodes sont considérées comme équivalentes pour les céramiques fabriquées à partir d'argiles purifiées ou synthétiques. La méthode de calcul A doit être appliquée pour les produits céramiques fabriqués à partir d'argiles brutes et en cas d'utilisation d'argiles ou d'additifs à teneur élevée en matières organiques.

Méthode de calcul A — Apports de carbone

Le calcul se fonde sur l'apport en carbone (organique et inorganique) de chacune des matières premières (différents types d'argiles, mélanges d'argiles ou additifs). Le quartz/la silice, le feldspath, le kaolin et la stéatite ne constituent généralement pas des sources importantes de carbone.

Les données d'activité, le facteur d'émission et le facteur de conversion doivent concerner le même état de la matière, de préférence l'état sec.

Il convient d'appliquer la formule de calcul suivante:

$$\text{émissions de CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = \Sigma \{\text{données d'activité} * \text{facteur d'émission} * \text{facteur de conversion}\}$$

avec:

a) **Données d'activité**

Ces exigences s'appliquent séparément à chacune des matières premières carbonées (autre que les combustibles), comme l'argile ou les additifs, en évitant la double comptabilisation et les omissions liées aux matières réintroduites ou «bypassées».

Niveau 1

La quantité de chacune des matières premières ou de chacun des additifs [t] consommée pendant la période de déclaration (hormis les pertes) est déterminée avec une incertitude maximale inférieure à $\pm 7,5\%$.

Niveau 2

La quantité de chacune des matières premières ou de chacun des additifs [t] consommée pendant la période de déclaration (hormis les pertes) est déterminée avec une incertitude maximale inférieure à $\pm 5,0\%$.

Niveau 3

La quantité de chacune des matières premières ou de chacun des additifs [t] consommée pendant la période de déclaration (hormis les pertes) est déterminée avec une incertitude maximale inférieure à $\pm 2,5\%$.

b) **Facteur d'émission**

Un facteur d'émission agrégé comprenant le carbone organique et inorganique («carbone total (CT)») peut être appliqué pour chaque flux (c'est-à-dire pour chaque mélange de matières premières ou additif). Il est également possible d'appliquer deux facteurs d'émission différents pour le «carbone inorganique total (CIT)» et le «carbone organique total (COT)» pour chaque flux. Le cas échéant, les rapports stœchiométriques indiqués dans le tableau 1 ci-dessous seront appliqués pour convertir les données sur la composition pour les différents carbonates. La fraction de la biomasse dans les additifs non considérés comme biomasse pure est déterminée conformément aux dispositions de la section 13.4 de l'annexe I.

Tableau 1

Rapports stœchiométriques

Carbonates	Rapports stœchiométriques	
CaCO ₃	0,440 [t CO ₂ /t CaCO ₃]	
MgCO ₃	0,522 [t CO ₂ /t MgCO ₃]	
BaCO ₃	0,223 [t CO ₂ /t BaCO ₃]	
En règle générale: X _Y (CO ₃) _Z	Facteur d'émission = $\frac{[M_{CO_2}]}{\{Y * [M_x] + Z * [M_{CO_3^{2-}}]\}}$	X = métal alcalino-terreux ou alcalin M _x = poids moléculaire de X en [g/mol] M _{CO₂} = poids moléculaire du CO ₂ = 44 [g/mol] M _{CO₃} = poids moléculaire du CO ₃ ²⁻ = 60 [g/mol] Y = nombre stœchiométrique de X = 1 (pour les métaux alcalino-terreux) = 2 (pour les métaux alcalins) Z = nombre stœchiométrique de CO ₃ ²⁻ = 1

Niveau 1

Par mesure de prudence, on utilise, pour le calcul des émissions, une valeur de 0,2 tonne de CaCO₃ (correspondant à 0,08794 tonne de CO₂) par tonne d'argile sèche, au lieu de se fonder sur des résultats d'analyse.

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 et en tenant compte des conditions spécifiques du site et de la gamme de produits de l'installation.

Niveau 3

La composition des matières premières concernées est déterminée conformément à la partie 13 de l'annexe I.

c) **Facteur de conversion***Niveau 1*

Par mesure de prudence, on considère que la quantité de carbonates et autres substances carbonées quittant le four dans les produits est nulle, autrement dit que la calcination est totale, ce qui se traduit par un facteur de conversion de 1.

Niveau 2

Les carbonates et le carbone sortant du four se traduisent par des facteurs de conversion d'une valeur située entre 0 et 1, la valeur 1 correspondant à une conversion complète des carbonates ou du carbone. La détermination des paramètres chimiques des produits est effectuée conformément à la partie 13 de l'annexe I.

Méthode de calcul B — Oxydes alcalino-terreux

La calcination du CO₂ est calculée à partir des quantités de céramiques produites et du CaO, du MgO et les autres oxydes alcalins ou alcalino-terreux contenus dans les céramiques (données d'activité_{EXTRANTS}). Le facteur d'émission doit être corrigé afin de tenir compte du Ca et du Mg déjà calcinés et des autres oxydes alcalins ou alcalino-terreux entrant dans le four (données d'activité_{INTRANTS}), comme les combustibles et les matières premières de substitution contenant du CaO ou du MgO. Il convient d'appliquer la formule de calcul suivante:

$$\text{émissions de CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = \Sigma \{\text{données d'activité} * \text{facteur d'émission} * \text{facteur de conversion}\}$$

avec:

a) **Données d'activité**

Les données d'activité des produits concernent la production brute, y compris les produits rejetés et le calcin des fours, ainsi que des expéditions.

Niveau 1

La masse des produits fabriqués [t] pendant la période de déclaration est déterminée avec une incertitude maximale inférieure à ± 7,5 %.

Niveau 2

La masse des produits fabriqués [t] pendant une période de déclaration est déterminée avec une incertitude maximale inférieure à ± 5,0 %.

Niveau 3

La masse des produits fabriqués [t] pendant une période de déclaration est déterminée avec une incertitude maximale inférieure à ± 2,5 %.

b) **Facteur d'émission**

Un facteur d'émission agrégé sera calculé sur la base de la teneur du produit en oxydes métalliques concernés (CaO, MgO, BaO, etc.), au moyen des rapports stœchiométriques du tableau 2.

Tableau 2

Rapports stœchiométriques

Oxyde	Rapports stœchiométriques	Observations
CaO	0,785 [tonne de CO ₂ par tonne d'oxyde]	
MgO	1,092 [tonne de CO ₂ par tonne d'oxyde]	
BaO	0,287 [tonne de CO ₂ par tonne d'oxyde]	
En règle générale: X _Y (O) _Z	Facteur d'émission = $[M_{CO_2}] / \{Y * [M_x] + Z * [M_O]\}$	X = métal alcalino-terreux ou alcalin M _x = poids moléculaire de X en [g/mol] M _{CO₂} = poids moléculaire du CO ₂ = 44 [g/mol] M _O = poids moléculaire de O = 16 [g/mol] Y = nombre stœchiométrique de X = 1 (pour les métaux alcalino-terreux) = 2 (pour les métaux alcalins) Z = nombre stœchiométrique de O = 1

Niveau 1

Par mesure de prudence, on utilise, pour le calcul des facteurs d'émission, une valeur de 0,123 tonne de CaO (correspondant à 0,09642 tonne de CO₂) par tonne de produit, au lieu de se fonder sur des résultats d'analyse.

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 et 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 à la partie 13 de l'annexe I.

c) **Facteur de conversion**

Niveau 1

Par mesure de prudence, on considère que la teneur en oxydes des matières premières est nulle, autrement dit que la quantité totale de Ca, Mg, Ba et d'autres oxydes alcalins présente dans le produit provient des matières premières carbonatées, ce qui se traduit par des facteurs de conversion de 1.

Niveau 2

Les oxydes présents dans les matières premières se traduisent par des facteurs de conversion dont la valeur se situe entre 0 et 1, la valeur 0 devant être utilisée lorsque la quantité totale de l'oxyde concerné est déjà dans la matière première au départ. La détermination des paramètres chimiques des matières premières est effectuée conformément à la partie 13 de l'annexe I.

2.1.2.2. CO₂ PROVENANT DU CALCAIRE UTILISÉ POUR LIMITER LES POLLUANTS ATMOSPHÉRIQUES ET DANS LES AUTRES OPÉRATIONS D'ÉPURATION DES EFFLUENTS GAZEUX

Le CO₂ provenant du calcaire utilisé pour limiter les polluants atmosphériques et dans les autres opérations d'épuration des effluents gazeux est calculé sur la base de l'apport en CaCO₃. Il convient d'éviter une double comptabilisation du calcaire utilisé qui est recyclé pour être employé comme matière première dans la même installation.

Il convient d'appliquer la formule de calcul suivante:

$$\text{émissions de CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = \text{données d'activité} * \text{facteur d'émission}$$

avec:

a) **Données d'activité**

Niveau 1

La quantité [t] de CaCO₃ sec consommée pendant la période de déclaration est déterminée par pesage, par l'exploitant ou ses fournisseurs, avec une incertitude maximale inférieure à ± 7,5 %.

b) **Facteur d'émission**

Niveau 1

Application des rapports stœchiométriques du CaCO₃ figurant dans le tableau 1.

2.2. MESURE DES ÉMISSIONS DE CO₂

Il convient d'appliquer les lignes directrices de l'annexe I.

ANNEXE XI

Lignes directrices spécifiques concernant les installations destinées à la fabrication de pâte à papier et de papier visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE**1. LIMITES ET EXHAUSTIVITÉ**

Sous réserve de l'accord de l'autorité compétente, si l'installation exporte du CO₂ provenant de combustibles fossiles, par exemple vers une installation adjacente de production de carbonate de calcium précipité (CCP), ces exportations ne doivent pas être incluses dans les émissions de l'installation.

Si les effluents gazeux sont épurés et que les émissions qui en résultent ne sont pas comptabilisées dans les émissions de procédé de l'installation, elles sont calculées conformément aux dispositions de l'annexe II.

2. DÉTERMINATION DES ÉMISSIONS DE CO₂

Les procédés de fabrication de papier et de pâte à papier susceptibles d'entraîner des émissions de CO₂ sont notamment les suivants:

- chaudières, turbines à gaz et autres appareils de combustion produisant de la vapeur ou de l'électricité pour l'installation,
- chaudières de régénération et autres appareils brûlant de la lessive noire,
- incinérateurs,
- fours à chaux et fours de calcination,
- épuration des effluents gazeux,
- sécheurs consommant des combustibles fossiles (par exemple, sécheurs à infrarouge).

Le traitement des eaux usées et les décharges, dont le traitement anaérobie des effluents liquides ou la digestion des boues et les décharges destinées à recevoir les déchets de l'installation, ne sont pas mentionnés à l'annexe I de la directive 2003/87/CE. Les émissions qui en résultent ne sont donc pas couvertes par cette directive.

2.1. CALCUL DES ÉMISSIONS DE CO₂**2.1.1. ÉMISSIONS DE COMBUSTION**

Les émissions provenant des procédés de combustion mis en œuvre dans les installations de fabrication de pâte à papier et de papier sont surveillées conformément aux dispositions de l'annexe II.

2.1.2. ÉMISSIONS DE PROCÉDÉ

Les émissions sont dues à l'utilisation de carbonates comme produits chimiques d'appoint. Bien que le sodium et le calcium provenant du système de récupération et de la zone de caustification soient généralement additionnés de substances chimiques ne contenant pas de carbonate, du carbonate de calcium (CaCO₃) et du carbonate de sodium (Na₂CO₃), qui entraînent des émissions de CO₂, sont parfois utilisés en faibles quantités. Le carbone contenu dans ces substances chimiques est généralement d'origine fossile, mais il peut dans certains cas provenir de la biomasse (Na₂CO₃ acheté à des installations fabriquant du papier mi-chimique à base de soude).

On considère que le carbone contenu dans ces substances chimiques est émis sous forme de CO₂ par le four à chaux ou le four de récupération. Aux fins de la détermination de ces émissions, on considère que la totalité du carbone contenue dans le CaCO₃ et le Na₂CO₃ utilisés dans les zones de récupération et de caustification est rejetée dans l'atmosphère.

Un apport de calcium est nécessaire en raison des pertes en provenance de la zone de caustification, essentiellement sous forme de carbonate de calcium.

Les émissions de CO₂ sont calculées de la manière suivante:

$$\text{émissions de CO}_2 = \Sigma \{(\text{données d'activité}_{\text{carbonate}} * \text{facteur d'émission})\}$$

avec:

a) **Données d'activité**

Les «données d'activité_{carbonate}» correspondent aux quantités de CaCO_3 et de Na_2CO_3 consommées dans le procédé.

Niveau 1

Les quantités [t] de CaCO_3 et de Na_2CO_3 consommées dans le procédé sont déterminées par l'exploitant ou ses fournisseurs avec une incertitude maximale inférieure à $\pm 2,5 \%$.

Niveau 2

Les quantités [t] de CaCO_3 et de Na_2CO_3 consommées dans le procédé sont déterminées par l'exploitant ou ses fournisseurs avec une incertitude maximale inférieure à $\pm 1,5 \%$.

b) **Facteur d'émission**

Niveau 1

Application des rapports stœchiométriques $[\text{t}_{\text{CO}_2}/\text{t}_{\text{CaCO}_3}]$ et $[\text{t}_{\text{CO}_2}/\text{t}_{\text{Na}_2\text{CO}_3}]$ pour les carbonates non issus de la biomasse indiqués dans le tableau 1. Les carbonates issus de la biomasse sont pondérés d'un facteur d'émission de 0 [t CO_2 /t carbonate].

Tableau 1

Facteurs d'émission stœchiométriques

Type et origine du carbonate	Facteur d'émission [t CO_2 /t carbonate]
CaCO_3 en tant que produit chimique d'appoint pour la pâte à papier	0,440
Na_2CO_3 en tant que produit chimique d'appoint pour la pâte à papier	0,415

Ces valeurs sont ajustées en fonction de la teneur en humidité des carbonates et des gangues.

2.2. MESURE DES ÉMISSIONS DE CO_2

Il convient d'appliquer les lignes directrices de l'annexe I.

ANNEXE XII

Lignes directrices pour la détermination des émissions de gaz à effet de serre au moyen de systèmes de mesure continue des émissions**1. LIMITES ET EXHAUSTIVITÉ**

Les dispositions de la présente annexe concernent les émissions de gaz à effet de serre liées aux activités couvertes par la directive 2003/87/CE. Les émissions de CO₂ peuvent survenir au niveau de plusieurs sources d'émission dans une installation.

2. DÉTERMINATION DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE*Niveau 1*

Pour chaque source d'émission, l'incertitude totale associée aux émissions globales pendant la période de déclaration doit être inférieure à ± 10 %.

Niveau 2

Pour chaque source d'émission, l'incertitude totale associée aux émissions globales pendant la période de déclaration doit être inférieure à ± 7,5 %.

Niveau 3

Pour chaque source d'émission, l'incertitude totale associée aux émissions globales pendant la période de déclaration doit être inférieure à ± 5 %.

Niveau 4

Pour chaque source d'émission, l'incertitude totale associée aux émissions globales pendant la période de déclaration doit être inférieure à ± 2,5 %.

Approche générale

Les émissions totales d'un gaz à effet de serre (GES) à partir d'une source d'émission pendant la période de déclaration sont déterminées au moyen de la formule ci-après. Les paramètres de détermination de la formule sont conformes aux dispositions de la partie 6 de l'annexe I. Lorsqu'une installation comprend plusieurs sources d'émission qu'il est impossible de mesurer conjointement, les émissions provenant de ces sources sont mesurées séparément et additionnées aux émissions totales du gaz considéré de l'ensemble de l'installation pendant la période de déclaration.

$$\text{GHG}_{\text{-tot ann}} [\text{t}] = \sum_{i=1}^{\text{heure d'expl.-p.a.}} \text{concentration de GES}_i * \text{débit des effluents gazeux}_i$$

avec:

Concentration de GES

La concentration de GES dans les effluents gazeux est déterminée par mesure continue en un point représentatif.

Débit des effluents gazeux

Le débit des effluents gazeux secs peut être déterminé au moyen de l'une des méthodes ci-après.

MÉTHODE A

Le débit des effluents gazeux Q_e est calculé suivant la méthode du bilan massique, en tenant compte de tous les paramètres importants, tels que les charges de matières entrantes, le débit d'air entrant, le rendement du procédé, etc., et, côté sortie, la quantité de produit fabriquée, les concentrations de O₂, SO₂, NO_x, etc.

La méthode de calcul employée doit être approuvée par l'autorité compétente dans le cadre de l'évaluation du plan de surveillance et de la méthode de surveillance qu'il prévoit.

MÉTHODE B

Le débit des effluents gazeux Q_e est déterminé par mesure continue du débit en un point représentatif.