

SERVICE PUBLIC DE WALLONIE

F. 2009 — 465

[C – 2009/27026]

27 NOVEMBRE 2008. — Arrêté du Gouvernement wallon déterminant les conditions sectorielles relatives aux établissements se livrant à une activité entraînant des émissions de CO₂

Le Gouvernement wallon,

Vu le décret du 11 mars 1999 relatif au permis d'environnement, notamment les articles 4, 5, 7, 8 et 9;

Vu l'arrêté du Gouvernement wallon du 10 novembre 2005 déterminant les conditions sectorielles relatives aux établissements se livrant à une activité entraînant des émissions de CO₂;Vu l'avis n° 45.008/2/V du Conseil d'Etat, donné le 2 septembre 2008, en application de l'article 84, § 1^{er}, alinéa 1^{er}, 1°, des lois sur le Conseil d'Etat, coordonnées le 12 janvier 1973;

Sur la proposition du Ministre de l'Agriculture, de la Ruralité, de l'Environnement et du Tourisme;

Après délibération,

Arrête :

CHAPITRE I^{er}. — *Champ d'application*

Article 1^{er}. Les présentes conditions s'appliquent à tout établissement visé à l'annexe I^{re} de l'arrêté du Gouvernement wallon du 4 juillet 2002 arrêtant la liste des projets soumis à étude d'incidences et activités classées, qui se livre à une activité entraînant des émissions de CO₂ et qui comporte une ou plusieurs des installations ou activités énumérées à l'annexe I^{re} de l'arrêté du Gouvernement wallon du 22 juin 2006 établissant la liste des installations et activités émettant des gaz à effet serre et déterminant les gaz à effet de serre spécifiés visés par le décret du 10 novembre 2004 instaurant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre, créant un Fonds wallon Kyoto et relatif aux mécanismes de flexibilité du Protocole de Kyoto.

CHAPITRE II. — *Définitions*

Art. 2. Au sens du présent arrêté, on entend par :

1° activités : les activités visées à l'annexe I^{er} de l'arrêté du Gouvernement wallon du 22 juin 2006 établissant la liste des installations et activités émettant des gaz à effet serre et déterminant les gaz à effet de serre spécifiés visés par le décret du 10 novembre 2004 instaurant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre, créant un Fonds wallon Kyoto et relatif aux mécanismes de flexibilité du Protocole de Kyoto;

2° permis : le permis d'exploiter, le permis d'environnement ou le permis unique;

3° 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;

4° 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;

5° méthode de surveillance : l'ensemble des méthodes utilisées par un exploitant pour déterminer les émissions d'une installation donnée;

6° 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;

7° 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;

8° annuelle : une période durant une année civile, du 1^{er} janvier au 31 décembre;

9° période de déclaration : une année civile pendant laquelle les émissions doivent être surveillées et déclarées;

10° période d'échanges : une phase pluriannuelle du système d'échange de quotas d'émission (par exemple 2005-2007 ou 2008-2012) pour laquelle un plan national d'allocation de quotas a été établi conformément à l'article 11, paragraphes 1^{er} et 2, de la Directive 2003/87/CE 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;

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

12° 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;

13° CO₂ inhérent : le CO₂ qui entre dans la composition d'un combustible;

14° prudent : un ensemble d'hypothèses défini de manière à éviter toute sous-estimation des émissions annuelles;

15° 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;

16° 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;

17° 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;

18° 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;

19° 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;

20° 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;

21° moyenne arithmétique : la somme de toutes les valeurs formant un ensemble, divisée par le nombre d'éléments de cet ensemble;

22° mesure : un ensemble d'opérations ayant pour objet de déterminer la valeur d'une grandeur;

23° instrument de mesure : un dispositif destiné à être utilisé pour effectuer des mesures, seul ou en association avec d'autres dispositifs;

24° 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;

25° 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;

26° 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;

27° conditions standard : une température de 273,15 K (soit 0 °C) et une pression de 101 325 Pa définissant des normo-mètres cubes (Nm³);

28° coûts excessifs : des coûts disproportionnés par rapport aux avantages globaux d'une mesure, tels que déterminés par l'administration 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 d'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;

29° 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;

30° 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;

31° flux majeurs : un groupe de flux n'appartenant pas au groupe des flux mineurs;

32° 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;

33° 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;

34° 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;

35° 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;

36° 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;

37° risque de détection : le risque que le vérificateur ne détecte pas une irrégularité ou une inexactitude significatives;

38° 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;

39° 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;

40° 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;

41° 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;

42° 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;

43° 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'administration compétente dans le cadre de l'autorisation de l'installation;

44° irrégularité significative : une irrégularité, par rapport aux exigences du plan de surveillance approuvé par l'administration compétente dans le cadre de l'autorisation de l'installation, qui pourrait entraîner un traitement différent de l'installation par l'administration compétente;

45° 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'administration compétente à la déclaration d'émissions annuelle, par exemple lorsque l'inexactitude dépasse le seuil de signification;

46° 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;

47° vérification : les activités menées par un vérificateur conformément au décret du 10 novembre 2004 instaurant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre, créant un Fonds wallon Kyoto et relatif aux mécanismes de flexibilité du Protocole de Kyoto;

48° vérificateur : l'organe de vérification désigné conformément au décret du 10 novembre 2004 instaurant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre, créant un Fonds wallon Kyoto et relatif aux mécanismes de flexibilité du Protocole de Kyoto.

49° administration compétente : l'administration compétente pour la lutte contre la pollution atmosphérique et les changements climatiques;

50° autorité compétente : l'autorité compétente pour délivrer le permis d'environnement ou le permis unique.

51° classement de l'installation : classement des installations selon trois catégories (A, B et C) se basant sur la moyenne des émissions réelles de 2005 à 2007.

CHAPITRE III. — *Principes généraux relatifs à la surveillance et à la déclaration*

Art. 3. L'exploitant surveille et déclare les émissions de CO₂ provenant des sources mentionnées dans son permis conformément aux principes généraux suivants :

1° exhaustivité : la procédure de surveillance et de déclaration concernant un établissement doit couvrir toutes les émissions de procédé et de combustion provenant de l'ensemble des sources liées aux activités énumérées à l'article 1^{er};

2° 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;

3° transparence : les données relatives à la surveillance, y compris les hypothèses, les références, les variables de calcul, les données d'activité, les facteurs d'émission et d'oxydation et les facteurs de conversion, sont recueillies, enregistrées, rassemblées, analysées et étayées de manière que le vérificateur et l'administration compétente puissent reproduire la détermination des émissions;

4° justesse : les émissions déterminées ne peuvent pas se situer systématiquement au-delà ou en deçà des émissions réelles, et les incertitudes doivent être réduites autant que possible et quantifiées conformément aux dispositions des présentes conditions sectorielles. En outre, les calculs et les mesures des émissions doivent atteindre un niveau de précision maximum. L'exploitant doit fournir l'assurance raisonnable de la fiabilité des émissions déclarées. Le matériel de mesure 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'inexactitude 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;

5° 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 doit 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 déraisonnablement élevés;

6° fiabilité : la déclaration d'émissions vérifiée doit représenter ce qu'elle est censée représenter ou ce qu'elle doit raisonnablement représenter.

CHAPITRE IV. — Exigences en matière de surveillance et de déclaration

Art. 4. § 1^{er}. Pour la détermination des émissions de son établissement, l'exploitant propose un plan de surveillance.

Le plan de surveillance doit comporter les éléments suivants :

- 1° la description de l'installation et des activités qui y sont menées et qui doivent être surveillées;
- 2° des informations sur les responsabilités en matière de surveillance et de déclaration au sein de l'installation;
- 3° la liste des sources et flux d'émission à surveiller, pour chaque activité menée dans l'installation;
- 4° une description de la méthode de surveillance fondée :

a) soit sur le calcul, appelée "méthode de 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;

b) soit sur les mesures, appelée "méthode de 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;

5° 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;

6° la description, les caractéristiques et la localisation exacte des équipements de mesure destinés à être utilisés, pour chacun des flux à surveiller;

7° 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;

8° 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;

9° 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;

10° 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 oeuvre, telles que les comparaisons interlaboratoires décrites au point 6.5.2 du chapitre I^{er} de l'annexe;

11° le cas échéant, la description des systèmes de mesure continue des émissions qui seront mis en oeuvre 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;

12° le cas échéant, en cas d'application de la « méthode alternative » visée au point 2.1.2. du chapitre I^{er} de l'annexe, une description détaillée de l'approche et de l'analyse d'incertitude, si cette question n'est pas déjà couverte par les points 1° à 11°;

13° une description des procédures de collecte et de traitement des données et des activités de contrôle, ainsi qu'une description des activités;

14° 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 (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.

Par dérogation à l'alinéa 2, l'exploitant d'un établissement dont les émissions déclarées moyennes vérifiées sont inférieures à 25 000 tonnes de CO₂ par an pendant la période d'échanges précédente peut proposer à l'administration compétente un plan de surveillance simplifié contenant au minimum les éléments visés aux points 1°, 2°, 3°, 5°, 6°, 11° et 12° ci-dessus. 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, il faut, pour que la dérogation soit applicable, que l'administration compétente ait 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.

§ 2. Le plan de surveillance visé au § 1^{er} est transmis sous format papier à l'administration compétente pour approbation :

1° soit par lettre recommandée à la poste avec accusé de réception;

2° soit par le recours à toute formule similaire permettant de donner date certaine à l'envoi et à la réception de l'acte, quel que soit le service de distribution du courrier utilisé;

3° soit par le dépôt de l'acte contre récépissé.

L'administration compétente envoie au demandeur, par lettre recommandée, sa décision statuant sur le caractère complet et recevable du plan de surveillance dans un délai de quinze jours à dater du jour de réception de celui-ci. A défaut, la demande est considérée comme complète et recevable.

La demande est incomplète s'il manque des renseignements requis.

Si la demande est incomplète, l'administration compétente indique les renseignements manquants. Le demandeur transmet à l'administration compétente, selon les modalités prévues à l'alinéa 1^{er}, les renseignements manquants. Dans les quinze jours suivant la réception des compléments, l'administration compétente envoie au demandeur sa décision sur le caractère complet et recevable de la demande. A défaut, la demande est considérée comme complète et recevable.

La demande est irrecevable :

1° si elle a été introduite en violation des formes prescrites;

2° si elle est jugée incomplète à deux reprises.

Si la demande est irrecevable, l'administration compétente indique au demandeur les motifs de l'irrecevabilité.

L'administration compétente envoie sa décision d'approbation du plan de surveillance par lettre recommandée à la poste au demandeur dans un délai de quarante-cinq jours à dater du jour où il a envoyé sa décision attestant le caractère complet et recevable dudit plan.

Un recours contre les décisions visées à l'alinéa 6 est ouvert à l'exploitant auprès du ministre ayant l'environnement dans ses attributions.

A peine de déchéance, le recours est introduit dans les trente jours de la réception de la décision.

Le recours est introduit selon les modalités prévues à l'alinéa 1^{er}.

Le ministre envoie sa décision par lettre recommandée à la poste au demandeur dans un délai de quarante-cinq jours à dater du jour où il a reçu le recours.

§ 3. L'exploitant ne peut proposer une méthode de mesure qu'à la condition de démontrer que cette méthode est plus précise que la méthode de calcul correspondante fondée sur une combinaison des niveaux de méthode les plus élevés et que la comparaison entre les méthodes de mesure et de calcul se fonde sur une liste de sources et d'émissions identique.

Pour chaque période de déclaration, l'exploitant doit corroborer par des calculs les émissions mesurées, conformément aux lignes directrices définies en annexe. Les règles de sélection des niveaux appliqués à ces calculs de vérification sont les mêmes que celles appliquées à la méthode de calcul.

L'exploitant peut, avec l'accord de l'administration compétente, combiner les mesures et les calculs concernant différentes sources d'une installation. Il doit garantir et prouver qu'il n'en résulte ni omission ni double comptage des émissions.

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

§ 5. Si les capacités de production séparées ou combinées ou si les rendements d'une ou de plusieurs activités relevant d'une même catégorie parmi celles visées à l'article 1^{er} dépassent, dans une installation ou sur un site, les valeurs seuils visées à l'article 1^{er}, toutes les émissions de l'ensemble des sources liées aux activités de l'installation ou du site énumérées à l'article 1^{er} doivent être surveillées et déclarées.

§ 6. Le fait de savoir si une installation de combustion supplémentaire doit être considérée comme faisant partie d'une installation effectuant une autre activité visée à l'article 1^{er} ou comme une installation séparée, dépend des conditions locales et doit figurer dans le permis de l'installation.

§ 7. Toutes les émissions de l'installation doivent être affectées 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 provenant d'autres installations ne doivent pas être attribuées à l'installation importatrice.

§ 8. Sans préjudice de l'application de l'article 65 du décret du 11 mars 1999 relatif au permis d'environnement pour les modifications relatives aux données incluses dans le permis d'environnement ou le permis unique conformément aux articles 19, alinéa 2, et 46, alinéa 2, de l'arrêté du 4 juillet 2002 relatif à la procédure et à diverses mesures d'exécution du décret du 11 mars 1999 relatif au permis d'environnement, toute modification du plan de surveillance est notifiée à l'administration 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 pages modifiées du plan de surveillance sont transmises sous format papier à l'administration compétente pour approbation :

1° soit par lettre recommandée à la poste avec accusé de réception;

2° soit par le recours à toute formule similaire permettant de donner date certaine à l'envoi et à la réception de l'acte, quel que soit le service de distribution du courrier utilisé;

3° soit par le dépôt de l'acte contre récépissé.

L'administration compétente envoie sa décision d'approbation de la modification du plan de surveillance par lettre recommandée à la poste au demandeur dans un délai de quarante-cinq jours à dater du jour où il a reçu la modification du plan de surveillance. Elle en informe concomitamment, par courrier ordinaire, le fonctionnaire technique.

Art. 5. 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.

Art. 6. 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 :

1° un changement dans le classement de l'installation;

2° le passage, pour la détermination des émissions, d'une méthode fondée sur le calcul à une méthode fondée sur la mesure, et inversement;

3° un accroissement du degré d'incertitude des données d'activité ou d'autres paramètres, le cas échéant, nécessitant un changement de niveau.

Art. 7. Les modifications apportées au plan de surveillance doivent être indiquées clairement, justifiées et dûment étayées dans les registres internes de l'exploitant.

Art. 8. La méthode de surveillance est établie et mise en œuvre dans le respect des lignes directrices générales et spécifiques définies en annexe.

Les lignes directrices spécifiques présentent 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'émission, facteurs d'oxydation ou 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. Les niveaux équivalents portent le même numéro assorti d'une lettre. Lorsque les lignes directrices prévoient plusieurs méthodes de calcul pour certaines activités, l'exploitant ne peut passer d'une méthode à l'autre que s'il est en mesure de démontrer, à la satisfaction de l'administration compétente, que ce changement permettra d'accroître 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 les variables concernant l'ensemble des flux d'une installation devant être surveillées et déclarées, sous réserve des dérogations suivantes accordées après avis favorable de l'administration compétente :

1° un niveau immédiatement inférieur au niveau de méthode le plus élevé pourra être appliqué à la détermination d'une variable, uniquement s'il a été prouvé, à la satisfaction de l'administration compétente, que l'application du niveau le plus élevé est techniquement impossible ou qu'elle entraînerait des coûts déraisonnablement élevés. Le niveau choisi doit donc refléter le niveau de précision le plus élevé pouvant être techniquement atteint sans entraîner de coûts déraisonnablement élevés;

2° 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;

3° 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 déclarées au titre du flux «biomasse» et peuvent être estimées 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 6.4 du chapitre Ier de l'annexe, sauf dans le cas des flux de minimis;

4° l'exploitant d'une installation dont les émissions déclarées moyennes vérifiées sont inférieures à 25 000 tonnes de CO₂ par an pendant la période d'échanges précédente peut utiliser des niveaux inférieurs, le niveau 1 étant le minimum, pour tous les flux et les variables concernés. 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, il faut, pour que la dérogation soit applicable, que l'administration compétente ait 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.

L'exploitant peut, avec l'accord de l'administration compétente, appliquer différents niveaux de méthode approuvés aux variables entrant dans un calcul (données d'activité, facteurs d'émission, facteurs d'oxydation et de conversion).

Sous réserve des installations visées à l'alinéa 3, 4°, les exploitants sont tenus d'appliquer, pour l'ensemble des principaux flux, au minimum les niveaux indiqués au tableau suivant, sauf en cas d'impossibilité technique :

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].

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].

	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	A	B	C	A	B	C	A	B	C			
Annexe/activité																								
II : Combustion																								
Combustibles marchands ordinaires	2	3	4	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b			
Autres combustibles gazeux et liquides	2	3	4	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b			
Combustibles solides	1	2	3	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b			
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.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.			
Torchères	1	2	3	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.			
Épuration																								
Carbonate	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.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.			
Gypse	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.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.			
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.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.			
Production d'hydrogène	1	2	2	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	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.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.			
Combustible employé pour alimenter le procédé	1	2	3	2	2	3	2	2	3	3	2	2	3	3	2	2	3	3	2	2	3			

	Données d'activité										Données sur la composition	Facteur d'oxydation	Facteur de conversion					
	Flux de combustible			Pouvoir calorifique inférieur														
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.	s.o.	s.o.	
Apport de carbonates	1	1	2	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	1	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	
VI : Fer et acier																		
Bilan massique	1	2	3	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	2	3	3	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
Combustible employé pour alimenter le procédé	1	2	3	2	2	3	3	3	3	2	3	3	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.	s.o.	s.o.	s.o.	1	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	
Production de clinker	1	1	2	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	1	2	3	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	
Poussières des fours à ciment (CKD)	1	1	2	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.	
Carbone non issu de carbonates	1	1	2	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	2	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	
VIII : Chaux																		
Carbonates	1	2	3	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	1	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	
Oxydes alcalino-terreux	1	1	2	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	1	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	
IX : Verre																		
Carbonates	1	1	2	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	1	s.o.	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.	s.o.	s.o.	s.o.	1	2	3	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	
Oxyde alcalin	1	1	2	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	1	2	3	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	
Épuration	1	1	1	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	1	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.	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	1	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	

Art. 9. L'exploitant doit sans tarder proposer des modifications portant sur les niveaux de méthode dans les cas suivants :

- 1° lorsque les données accessibles ont changé, ce qui permet de déterminer les émissions de manière plus précise;
- 2° lorsqu'un nouveau type d'émission est apparu;
- 3° lorsque la gamme des combustibles ou des matières premières s'est considérablement modifiée;
- 4° lorsque des erreurs dues à la méthode de surveillance ont été détectées dans les données.

Art. 10. 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 doit démontrer sans tarder à l'administration compétente la nécessité de changer les niveaux de méthode et lui donner des renseignements sur la méthode de surveillance provisoire. Il prend toutes les mesures nécessaires pour que le niveau initial soit à nouveau appliqué dans les meilleurs délais.

Art. 11. Dans tous les cas, les changements de niveau doivent être dûment étayés. Les lacunes mineures dans les données résultant de l'immobilisation des équipements de mesure doivent être traitées conformément aux bonnes pratiques professionnelles, pour autant qu'elles soient acceptées par l'administration compétente, et aux dispositions du document de référence PRIP - Prévention et réduction intégrées de la pollution - sur les principes généraux de surveillance, tel qu'élaboré par la Commission européenne (juillet 2003). 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'administration compétente dans des rubriques séparées de la déclaration annuelle.

Art. 12. 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 des niveaux de méthode et peut élaborer une méthode de surveillance parfaitement adaptée.

CHAPITRE V. — *Conservation des informations*

Art. 13. L'exploitant étaye et archive les données concernant la surveillance des émissions de CO₂ provenant des sources des installations et activités mentionnées dans son permis.

Ces données de surveillance doivent être suffisantes pour vérifier la déclaration d'émissions annuelle remise par l'exploitant.

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 l'estimation des émissions, l'exploitant qui utilise la méthode de calcul doit, pour chaque année de déclaration, conserver les documents suivants pendant au moins dix ans après la transmission de la déclaration :

- 1° la liste de tous les flux surveillés;
- 2° les données d'activité servant à calculer les émissions de chaque flux, classées par procédé et par type de combustible;
- 3° les documents justifiant le choix de la méthode de surveillance et les changements provisoires ou non provisoires de la méthode de surveillance et des niveaux de méthode approuvés par l'autorité compétente;
- 4° 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 du permis;
- 5° la documentation sur la procédure de collecte des données d'activité de l'établissement;
- 6° les données d'activité et les facteurs d'émission, d'oxydation ou de conversion transmis à l'administration compétente pour préparer le plan national d'octroi de quotas et portant sur les années précédant la période couverte par le système d'échange;
- 7° la documentation sur les responsabilités en matière de surveillance des émissions;
- 8° la déclaration d'émissions annuelle;
- 9° toute autre information dont la conservation est jugée nécessaire par l'administration compétente ou par le vérificateur pour la vérification de la déclaration d'émissions annuelle.

Les informations supplémentaires suivantes doivent également être conservées lorsque la méthode de mesure est appliquée :

- 1° la liste de toutes les sources d'émission surveillées;
- 2° la documentation justifiant le choix de la méthode de mesure en tant que méthode de surveillance;
- 3° les données utilisées pour effectuer l'analyse d'incertitude concernant les émissions de chaque source de CO₂, classées par procédé et par type de combustible;
- 4° les données utilisées pour la vérification des calculs;
- 5° la description technique détaillée du système de mesure en continu et les documents prouvant le permis délivré par l'autorité compétente;
- 6° les données brutes et cumulées fournies par le système de mesure en continu, y compris la documentation concernant les changements du système, et le carnet de bord concernant les essais, les immobilisations, les étalonnages, l'entretien et la maintenance;
- 7° la documentation concernant toute modification apportée au système de mesure.

CHAPITRE VI. — *Contrôle**Section 1^{re} — Collecte et traitement des données*

Art. 14. L'exploitant met en place, alimente, applique et entretient un système performant de collecte et de traitement des données, 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, au permis 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.

Section 2. — Système de contrôle

Art. 15. 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, au permis et aux présentes lignes directrices.

Le système de contrôle 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 :

1° 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 inexacts ou d'omissions (inexactitudes) dans la déclaration d'émissions annuelle, ainsi que d'irrégularités par rapport au plan de surveillance approuvé, au permis et aux lignes directrices;

2° les activités de contrôle qui contribuent à réduire les risques répertoriés.

Art. 16. 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.

*Section 3. — Activités de contrôle**Sous-section 1^{re} — Principe*

Art. 17. Afin de contrôler et de réduire le risque inhérent et le risque de contrôle conformément à la section 2, l'exploitant définit et met en œuvre des activités de contrôle conformément aux dispositions de la présente section.

Sous-section 2 — Procédures et responsabilités

Art. 18. 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, sont séparées dans la mesure du possible. Si c'est impossible, l'exploitant met en place d'autres procédures de contrôle.

Art. 19. L'exploitant constitue une documentation écrite concernant les activités de gestion du flux de données décrites à l'article 14 et les activités de contrôle prévues aux articles 20 à 25, comprenant notamment :

1° la séquence et l'interaction des activités de collecte et de traitement des données prévues à l'article 14, et notamment les méthodes de calcul ou de mesure utilisées;

2° l'évaluation du risque de la définition et des évaluations du système de contrôle, conformément à la section 2;

3° la gestion des compétences nécessaires pour prendre en charge les responsabilités assignées conformément à la présente sous-section;

4° l'assurance de la qualité des instruments de mesure et des équipements informatiques utilisés le cas échéant, conformément à l'article 20;

5° les analyses internes des données déclarées, conformément à l'article 22;

6° les procédés externalisés, conformément à l'article 23;

7° les corrections et les mesures correctives, conformément à l'article 24;

8° les registres et la documentation, conformément à l'article 25.

Chacune des procédures visées à l'alinéa 1^{er} couvre, le cas échéant, les éléments suivants :

1° les responsabilités;

2° les registres électroniques et physiques, suivant le cas;

3° les systèmes d'information utilisés, le cas échéant;

4° les intrants et les extrants, avec mise en évidence du lien avec l'activité précédente et suivante;

5° la fréquence, le cas échéant.

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

Sous-section 3 — Assurance de la qualité

Art. 20. § 1^{er}. 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 à la section 2.

§ 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'administration compétente.

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

§ 3. Les documents relatifs aux résultats de l'étalonnage et à l'homologation sont conservés pendant une période de dix ans.

§ 4. Si l'exploitant a recours aux technologies de l'information, et notamment à des systèmes informatiques pour la commande de processus, ces systèmes sont 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 à la section 2. Il convient notamment de veiller à la bonne utilisation des formules de calcul consignées dans le plan de surveillance. Le contrôle des systèmes informatiques couvre le contrôle d'accès, les systèmes de secours, la reprise, la pérennité et la sécurité.

Art. 21. L'obligation de prouver la conformité aux exigences en matière d'étalonnage prévues à l'article 20 n'est pas applicable aux 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, il faut, pour que l'exemption soit applicable, que l'administration compétente ait 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.

Sous-section 4 — Analyse et validation des données

Art. 22. § 1^{er}. Pour gérer le flux des données, l'exploitant met en place et effectue l'analyse et la validation des données en fonction des risques répertoriés conformément à la section 2. Ces validations peuvent être manuelles ou électroniques. Elles sont conçues de manière que, dans la mesure du possible, les seuils de rejet des données soient clairs d'emblée.

§ 2. 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 :

- 1° des changements dans les niveaux d'activité;
- 2° des changements concernant les combustibles ou les matières entrantes;
- 3° des changements concernant les procédés à l'origine des émissions, notamment l'amélioration de l'efficacité énergétique.

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

- 1° 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;
- 2° 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;
- 3° 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;
- 4° la comparaison des émissions mesurées avec les émissions calculées.

Sous-section 5 — Procédés externalisés

Art. 23. Lorsqu'un exploitant choisit d'externaliser un processus du flux de données, il contrôle la qualité de ces processus en fonction des risques répertoriés conformément à la section 2.

L'exploitant définit des exigences appropriées pour les résultats et les méthodes, et analyse la qualité fournie.

Sous-section 6 — Corrections et mesures correctives

Art. 24. 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 à la section 2, dans une approche fondée sur le risque.

Sous-section 7 — Registres et documentation

Art. 25. § 1^{er}. Afin de pouvoir démontrer et garantir la conformité et d'être en mesure de reconstituer les données d'émission déclarées, l'exploitant conserve 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 l'article 13.

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 se dote d'une procédure lui permettant d'identifier, de produire, de distribuer et de contrôler la version de ces documents.

§ 2. Les activités évoquées dans la présente partie sont menées à bien suivant l'approche fondée sur le risque prévue à la section 2.

Art. 26. L'arrêté du Gouvernement wallon du 10 novembre 2005 déterminant les conditions sectorielles relatives aux établissements se livrant à une activité entraînant des émissions de CO₂ est abrogé.

Art. 27. Le présent arrêté est applicable aux établissements existants.

Art. 28. Le présent arrêté produit ses effets le 1^{er} janvier 2008.

Art. 29. Le Ministre qui a l'Environnement dans ses attributions est chargé de l'exécution du présent arrêté.

Namur, le 27 novembre 2008.

Le Ministre Président,
R. DEMOTTE

Le Ministre de l'Agriculture, de la Ruralité, de l'Environnement et du Tourisme
B. LUTGEN

Annexe. — Lignes directrices générales et spécifiques pour la surveillance des émissions

CHAPITRE I^{er}. — Lignes directrices générales

1. Délimitation de la surveillance

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

Toutes les émissions de l'installation doivent être affectées 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 provenant d'autres installations ne doivent pas être attribuées à l'installation importatrice.

2. Détermination des émissions

2.1. Méthode de calcul

2.1.1. Formules de calcul

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

émissions CO₂ = données d'activité x facteur d'émission x facteur d'oxydation

ou 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 :

Emissions de combustion :

Les données d'activité se fondent sur la consommation de combustibles. La quantité de combustibles consommée est exprimée en contenu énergétique, c'est-à-dire en TJ. Le facteur d'émission est exprimé en tCO₂/TJ. Lorsque l'énergie est consommée, tout le carbone contenu dans le combustible ne s'oxyde pas en CO₂. Les imperfections du processus de combustion entraînent une oxydation incomplète. Une partie du carbone n'est pas brûlée, une partie est oxydée sous forme de suie ou de cendre. Le carbone non oxydé est pris en compte dans le facteur d'oxydation, qui est exprimé en fraction. Lorsque le facteur d'oxydation est pris en compte dans le facteur d'émission, il n'est pas nécessaire d'appliquer un facteur d'oxydation séparé. Le facteur d'oxydation est exprimé en pourcentage. Il en résulte la formule de calcul suivante :

émissions CO₂ = débit de combustible [t ou Nm³] x pouvoir calorifique inférieur [TJ/t ou TJ/Nm³] x facteur d'émission [tCO₂/TJ] x facteur d'oxydation

Le calcul des émissions de combustion est également décrit dans les lignes directrices spécifiques.

Emissions 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 m³. Le facteur d'émission est exprimé en [t CO₂/t ou t CO₂/m³]. Le carbone contenu dans les matières entrantes qui n'est pas transformé en CO₂ au cours du procédé de combustion est pris en compte dans le facteur de conversion, qui est exprimé en fraction. Lorsque le facteur de conversion est pris en compte dans le facteur d'émission, il n'est pas nécessaire d'appliquer un facteur de conversion séparé. La quantité de matières entrantes utilisée est exprimée en masse ou en volume [t ou m³]. Il en résulte la formule de calcul suivante :

émissions CO₂ = données d'activité [t ou m³] x facteur d'émission [t CO₂/t ou m³] x facteur de conversion

Le calcul des émissions de procédé est également décrit dans les lignes directrices spécifiques, où des facteurs de référence spécifiques sont parfois indiqués.

2.1.2. Méthode alternative

L'exploitant doit démontrer, à la satisfaction de l'administration 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 suivant 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'administration 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.

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'administration compétente. Le tableau suivant 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 au point 11 du chapitre II de la présente annexe.

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 %

2.1.3. CO₂ Transféré

Sous réserve de l'approbation de l'administration 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 déclarée 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.

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'administration compétente.

2.1.4. Données d'activité

Les données d'activités 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] et en pouvoir calorifique inférieur pour les combustibles, et en masse ou volume pour les matières entrantes ou sortantes [t ou m³].

Lorsque les données d'activité servant à calculer les émissions de procédé ne peuvent pas être mesurées directement avant le démarrage du procédé et qu'aucun des niveaux de méthode figurant dans les lignes directrices spécifiques ne prévoit d'exigences particulières à ce sujet, les données d'activité sont déterminées en estimant la variation des stocks :

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

où :

Matières C = matières transformées au cours de la période de déclaration

Matières P = matières achetées au cours de la période de déclaration

Matières S = stock de matières au début de la période de déclaration

Matières E = stock de matières à la fin de la période de déclaration

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

Lorsqu'il est techniquement impossible ou trop cher de déterminer les "matières S" et les "matières E" par des mesures, l'exploitant peut estimer ces deux quantités en se fondant sur les données des années précédentes et en établissant des corrélations avec la production obtenue pendant la période de déclaration. L'exploitant doit ensuite corroborer ces estimations au moyen de calculs documentés et d'états financiers correspondants. Cette disposition ne concerne pas les autres critères de sélection des niveaux, c'est-à-dire, par exemple, que les "matières P" et les "matières O" et les émissions ou les facteurs d'oxydation correspondants doivent être déterminés conformément aux lignes directrices spécifiques.

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.

2.1.5. 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 (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 points 4 et 6.

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.

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 du point 6.

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'administration 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.

2.1.6. 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 ou de matières sont utilisés dans une installation et que les facteurs d'oxydation spécifiques sont calculés, l'exploitant peut, sous réserve de l'approbation de l'administration compétente, déterminer un facteur d'oxydation agrégé pour l'activité et l'appliquer à l'ensemble des combustibles ou matières, ou attribuer une oxydation incomplète à un flux majeur de combustibles ou de matières et appliquer une valeur de 1 aux autres flux, sauf en cas d'utilisation de la biomasse.

2.2. Méthode de mesure

2.2.1. Généralités

Les procédures de mesure des concentrations de CO₂, ainsi que du débit massique ou volumique des effluents gazeux à la cheminée devront se fonder sur les normes CEN correspondantes dès que celles-ci seront disponibles. 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, pour autant qu'ils soient acceptés par l'administration compétente.

La fraction de la biomasse des émissions de CO₂ mesurées doit être soustraite en fonction de la méthode de calcul et enregistrée pour mémoire.

2.2.2. Niveaux pour les méthodes fondées sur la mesure

Les exploitants doivent utiliser le niveau le plus élevé prévu au point 11 du chapitre II pour chaque source d'émission visée dans le permis 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'administration 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'administration compétente.

Pour les périodes de déclaration 2008-2012, le niveau minimal à appliquer est le niveau 2 du point 11 du chapitre II, sauf en cas d'impossibilité technique.

2.2.3. 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 au point 11 du chapitre II — 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(2), 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 :

$$C^*subst = \frac{1}{4} C \rho \sigma C$$

avec :

C : moyenne arithmétique de la concentration du paramètre concerné,

σC : 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'administration compétente.

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

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 reposent 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 points 1 à 10 du chapitre II de la présente annexe, 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'administration 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.

3. Evaluation de l'incertitude

3.1. Calcul

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 à l'article 8, l'administration 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 du permis.

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, l'administration compétente peut autoriser l'exploitant 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 ou l'application attestée des normes régionales, 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 points 1 à 10 du chapitre II de la présente annexe. 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 (3), 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.

3.2. Mesure

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 article 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'administration 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 du permis.

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'administration 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. 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.

3.3. Disposition particulière

Le présent point est applicable aux 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, il faut, pour que le présent point s'applique, que l'administration compétente ait 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.

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.

4. Facteurs d'émission

Le présent point précise les facteurs d'émission de référence applicables à la méthode de niveau 1, qui permet d'utiliser des facteurs d'émission non spécifiques pour la combustion de combustibles. Lorsqu'un combustible n'appartient pas à une catégorie de combustibles existante, l'exploitant doit recourir à son expérience pour l'affecter à une catégorie correspondante, sous réserve de l'accord de l'administration compétente.

Facteurs d'émission des combustibles fossiles en fonction du pouvoir calorifique inférieur (PCI) et pouvoirs calorifiques inférieurs par masse de combustible

Description du type de combustible	Facteur d'émission (t CO ₂ /TJ)	Pouvoir calorifique inférieur (TJ/Gg)
	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
Ethane	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

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
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
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
Gaz d'usine à gaz	44,7	38,7
Gaz de cokeries	44,7	38,7
Gaz de haut fourneau	259,4	2,5
Gaz de convertisseur à l'oxygène	171,8	7,1
Gaz 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	0,0	15,6
Autre biomasse primaire solide	0,0	11,6
Charbon de bois	0,0	29,5
Bioessence	0,0	27,0
Biodiesels	0,0	27,0
Autres biocarburants liquides	0,0	27,4
Gaz de décharge	0,0	50,4
Gaz de boues d'épuration	0,0	50,4
Autres biogaz	0,0	50,4
	Autres sources	Autres sources
Pneus usagés	85,0	s.o.
Monoxyde de carbone	155,2	10,1
Méthane	54,9	50,0

5. Liste de biomasses neutres en CO₂

La liste présentée ci-après 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 triticales.

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.

6. Détermination des données et des facteurs spécifiques

6.1 Détermination des pouvoirs calorifiques inférieurs et des facteurs d'émission des combustibles

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

Les procédures utilisées pour échantillonner le combustible et déterminer le pouvoir calorifique inférieur, la teneur en carbone et le facteur d'émission doivent se fonder sur les normes CEN correspondantes (fréquence d'échantillonnage, procédures d'échantillonnage, détermination du pouvoir calorifique supérieur et inférieur, teneur en carbone des différents types de combustibles, par exemple), dès que celles-ci sont disponibles. 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, pour autant qu'ils soient acceptés par l'administration compétente.

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 6.5. 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 6.6.

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.

6.2. Détermination des facteurs d'oxydation spécifiques

La procédure servant à déterminer le facteur d'oxydation spécifique par activité, y compris la procédure d'échantillonnage appliquée à un certain type de combustible et d'installation, doit être choisie en accord avec l'administration compétente avant le début de la période de déclaration au cours de laquelle elle sera appliquée.

Les procédures appliquées pour déterminer les facteurs d'oxydation par activité spécifique (à travers la teneur en carbone de la suie, des cendres, des effluents et d'autres déchets ou sous-produits, par exemple) doivent se fonder sur les normes CEN correspondantes dès que celles-ci sont disponibles. 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, pour autant qu'ils soient acceptés par l'administration compétente.

Le laboratoire chargé de déterminer le facteur d'oxydation ou les données de base doit respecter les exigences définies au point 6.5. 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 6.6.

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

6.3. Détermination des facteurs d'émission de procédé et des données relatives à la composition

La procédure permettant de déterminer le facteur d'émission spécifique par activité, y compris la procédure d'échantillonnage d'une matière spécifique, doit être choisie en accord avec l'administration 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 un facteur d'émission de procédé doivent se fonder sur les normes CEN correspondantes dès que celles-ci sont disponibles. 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, pour autant qu'ils soient acceptés par l'administration compétente.

Le laboratoire utilisé doit être conforme aux exigences définies au point 6.5. La procédure d'échantillonnage et la fréquence des analyses doivent respecter les exigences du point 6.6.

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

6.4. Détermination de la fraction de la biomasse

Pour les besoins des présentes lignes directrices, le terme "fraction de la biomasse" correspond au pourcentage massique du carbone issu de la biomasse, par rapport à la teneur en carbone totale d'un mélange combustible.

Pour être considérés comme biomasse pure et être soumis aux dispositions de surveillance et de déclaration simplifiées prévues à l'article 8, 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 permettant de déterminer la fraction de la biomasse d'un type de combustible particulier, y compris la procédure d'échantillonnage, doit être choisie en accord avec l'administration compétente avant le début de la période de déclaration au cours de laquelle elle sera appliquée.

Les procédures appliquées pour échantillonner le combustible et déterminer la fraction de la biomasse doivent se fonder sur les normes CEN correspondantes dès que celles-ci sont disponibles. 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, pour autant qu'ils soient acceptés par l'administration compétente.

Les méthodes appliquées pour déterminer la fraction de la biomasse dans un combustible 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, 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'administration compétente.

Le laboratoire chargé de déterminer la fraction de la biomasse doit être conforme aux exigences définies au point 6.5.

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 6.6.

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 déraisonnablement élevés, l'exploitant peut supposer 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) ou soumettre une méthode d'estimation à l'approbation de l'administration compétente.

6.5. Exigences à remplir pour la détermination des propriétés des combustibles et des matières

6.5.1. 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 »).

6.5.2. 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'administration 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'administration compétente et immédiatement levée sous la supervision d'un laboratoire accrédité EN ISO 17025 : 2005.

6.5.3. 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'administration 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. L'exploitant ne peut recourir qu'à des services d'étalonnage et des fournisseurs de gaz d'étalonnage 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 — Evaluation 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'administration compétente et immédiatement levée sous la supervision d'un laboratoire accrédité EN ISO 17025 : 2005.

6.5.4. Dispositions particulières

Le présent point est applicable aux 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, il faut, pour que le présent point soit applicable, que l'administration compétente ait 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.

a) Il peut être dérogé 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.

b) 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.

6.6. 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, pour autant qu'elles soient acceptées par l'administration compétente. 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 suivant, le cas échéant. Dans tous les autres cas, la fréquence des analyses sera définie par l'administration compétente.

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

CHAPITRE II. — *Lignes directrices spécifiques*

1. Lignes directrices spécifiques concernant les émissions de combustion

1.1. Délimitation et portée de la surveillance

Il convient d'appliquer les lignes directrices spécifiques présentées ci-dessous pour surveiller les émissions de CO₂ 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'article 1^{er} du présent arrêté, ainsi que les émissions de combustion dues à d'autres activités mentionnées à ce même article et dans les autres points ci-dessous. Le point 2 de ce chapitre peut également être appliqué aux procédés concernés de l'industrie pétrochimique, s'ils sont couverts par l'article 1^{er} du présent arrêté.

La surveillance des émissions de CO₂ 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 de CO₂ dues à la combustion de combustibles dans l'installation doivent être affectées 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 affectées 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'un permis 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'administration compétente que cette méthode réduira l'incertitude globale de la détermination des émissions.

1.2. Détermination des émissions de CO₂

Sont indiquées ci-après quelques sources d'émission de CO₂ dues aux installations de combustion et aux procédés :

- chaudières
- brûleurs
- turbines
- étuves
- appareils de chauffage
- hauts fourneaux
- incinérateurs
- fours
- sécheurs
- moteurs
- torchères
- laveurs (émissions dues aux procédés)
- tout autre équipement ou machine consommant du combustible, à l'exclusion des équipements ou des machines équipés de moteurs à combustion utilisés à des fins de transport.

1.2.1. Calcul des émissions de CO₂

1.2.1.1. Emissions de combustion

1.2.1.1.1. Activités générales de combustion

Les émissions de CO₂ provenant de sources 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 :

émissions CO₂ = données d'activité x facteur d'émission x facteur d'oxydation

où :

a) Données d'activité :

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

Contenu énergétique du combustible consommé [TJ] = combustible consommé [t ou Nm³] x pouvoir calorifique inférieur du combustible [TJ/t ou TJ/Nm³] (4)

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 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 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 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 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 du point 4 du chapitre Ier de la présente annexe.

Niveau 2a :

L'exploitant applique au combustible les pouvoirs calorifiques inférieurs spécifiques par pays indiqués 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 régionales, nationales ou internationales reconnues.

Niveau 3 :

L'exploitant fait en sorte que le pouvoir calorifique inférieur du combustible d'une installation soit mesuré conformément aux dispositions du point 6 du chapitre 1er de la présente annexe.

b) Facteur d'émission :

Niveau 1 :

Les facteurs de référence applicables à chaque combustible sont utilisés conformément aux dispositions du point 4 du chapitre I^{er} de la présente annexe.

Niveau 2a :

L'exploitant applique au combustible les facteurs d'émission indiqués par la Région wallonne dans l'inventaire national le plus récent des émissions de gaz à effet de serre, tel qu'approuvé par la Commission nationale Climat instituée par l'accord de coopération du 14 novembre 2002 entre l'Etat fédéral, la Région flamande, la Région wallonne et la Région de Bruxelles-Capitale relatif à l'établissement, l'exécution et le suivi d'un Plan national Climat, ainsi que l'établissement de rapports, dans le cadre de la Convention-cadre des Nations unies sur les Changements climatiques et du Protocole de Kyoto.

Niveau 2b :

L'exploitant détermine les facteurs d'émission pour chaque lot de combustibles à partir d'un des indicateurs suivants :

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

et d'une relation empirique déterminée au moins une fois par an, conformément aux dispositions du point 6 du chapitre 1er de la présente annexe. L'exploitant doit s'assurer que la corrélation respecte les règles de l'art, acceptées par l'administration compétente, et qu'elle n'est appliquée que dans la plage des valeurs pour laquelle l'indicateur a été établi.

Niveau 3 :

L'exploitant détermine ou fait déterminer les facteurs d'émission spécifiques pour chaque lot, conformément aux dispositions du point 6 du chapitre 1er de la présente annexe.

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 (5).

Niveau 2 :

L'exploitant applique au combustible les facteurs d'oxydation indiqués 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 du point 6 du chapitre 1er de la présente annexe.

1.2.1.1.2. 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 :

émissions de CO₂ [t CO₂] = (intrants - produits - exportations - variation des stocks) * facteur de conversion CO₂/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 :

émissions de CO₂ [t CO₂] = (Σ (données d'activitéintrants * teneur en carbone contentintrants) - Σ (données d'activitéproduits * teneur en carboneproduits) - Σ (données d'activitéexportations * teneur en carboneexportations) - Σ (données d'activitévariation des stocks * teneur en carbonevariation 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/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 du point 4 du chapitre Ier de la présente annexe ou dans les points 3 à 5 du présent chapitre. La teneur en carbone est déterminée comme suit :

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

Niveau 2 :

La teneur en carbone des flux entrants ou sortants est déterminée conformément aux dispositions du point 6 du chapitre I^{er} de la présente annexe 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.

1.2.1.1.3. 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 [m³] et de la teneur en carbone du gaz brûlé [tCO₂/ m³] (carbone non organique inclus).

émissions CO₂ = données d'activité x facteur d'émission x facteur d'oxydation

où :

a) Données d'activité

Niveau 1 :

Quantité de gaz brûlé [m³] utilisée pendant la période de déclaration, déterminée par mesure volumétrique, avec une limite d'erreur tolérée de $\pm 17,5$ %.

Niveau 2 :

Quantité de gaz brûlé [m³] utilisée pendant la période de déclaration, déterminée par mesure volumétrique, avec une incertitude maximale tolérée de $\pm 12,5$ %.

Niveau 3 :

Quantité de gaz brûlé [m³] utilisée pendant la période de déclaration, déterminée par mesure volumétrique, avec une incertitude maximale tolérée 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 normales). Cette valeur, qui est dérivée de la combustion d'éthane pur utilisé comme indicateur du gaz brûlé, garantit une bonne marge de sécurité.

Niveau 2a :

L'exploitant applique au combustible les facteurs d'émission indiqués 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 :

Calcul du facteur d'émission [t CO₂/m³ gaz brûlé] à partir de la teneur en carbone du gaz brûlé, conformément aux dispositions du point 6 du chapitre I^{er} de la présente annexe.

c) Facteur d'oxydation :

Il est possible d'appliquer les niveaux inférieurs.

Niveau 1 :

Taux d'oxydation de 1,0.

Niveau 2 :

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

1.2.1.2. Emissions de procédé

Les émissions de CO₂ 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 :

émissions CO₂ [t]= données d'activité x facteur d'émission

où :

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 :

Poids en t de carbonate sec consommé par an dans le procédé, mesuré par l'exploitant avec une incertitude maximale tolérée inférieure à ± 7,5 %.

b) Facteur d'émission :

Niveau 1 :

Application des rapports stoechiométriques de conversion des carbonates [t CO₂/t carbonate sec] indiqués dans le tableau 1 ci-après.

Tableau 1 : Facteurs d'émission stoechiométriques

Carbonate	Facteur d'émission [tCO ₂ /tCa-, Mg-autre carbonate]	Remarques
CaCO ₃	0,440	
MgCO ₃	0,522	
En général : X _Y (CO ₃) _Z	Facteur d'émission = [M _{CO₂}] {Yx [M _x] + Zx [M _{CO₃²⁻}]}	X = métaux alcalino-terreux ou alcalins M _x = poids moléculaire de X en [g/mol] M _{CO₂} = poids moléculaire de CO ₂ = 44 [g/mol] M _{CO₃²⁻} = poids moléculaire de CO ₃ ²⁻ = 60 [g/mol] Y = nombre stoechiométrique de X = 1 (métaux alcalino-terreux) = 2 (métaux alcalins) Z = nombre stoechiométrique 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 t de gypse sec (CaSO₄ x 2H₂O) produit par an, mesuré par l'exploitant ou le producteur de gypse, avec une incertitude maximale tolérée inférieure à ± 7,5 %.

b) Facteur d'émission :

Niveau 1 :

Rapport stoechiométrique du gypse déshydraté (CaSO₄ x 2H₂O) et du CO₂ dans le procédé : 0,2558 t CO₂/t gypse.

1.2.2. Mesures des émissions de CO₂.

Il convient d'appliquer les lignes directrices définies au point 11 du présent chapitre.

2. Lignes directrices spécifiques concernant les raffineries de pétrole

2.1. Délimitation et portée de la surveillance

La surveillance des émissions de CO₂ 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 à l'article 1^{er} du présent arrêté et qui ne font pas partie de la chaîne de raffinage ne doivent pas être comptabilisées.

2.2. Détermination des émissions de CO₂

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

a) Combustion énergétique :

- Chaudières
- Réchauffeurs industriels/épurations
- Moteurs à combustion interne/turbines
- Réacteurs thermiques et catalytiques
- Fours de calcination du coke
- Pompes d'eau d'extinction
- Générateurs de secours/de réserve
- Torchères
- Incinérateurs
- Unités de craquage

b) Procédés

- Installations de production d'hydrogène
- Régénération catalytique (craquage catalytique et autres procédés de catalyse)

- Unités de cokéfaction (cokéfaction fluide avec gazéification, cokéfaction différée)

2.2.1. Calcul des émissions de CO₂

2.2.1.1. Emissions de combustion

Les émissions dues à la combustion sont surveillées conformément aux dispositions du point 1° du présent chapitre.

2.2.1.2. Emissions 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 demandent de régénérer le catalyseur.

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 (6)

L'analyse de l'air entrant et des effluents gazeux et le choix du niveau sont effectués conformément aux dispositions du point 6 du chapitre Ier de la présente annexe.

L'approche par calcul employée doit être approuvée par l'administration 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 ± 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 %.

2. Production d'hydrogène dans les raffineries

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

émissions CO₂ = données d'activité intrant x facteur d'émission

où :

a) Données d'activité :

Niveau 1 :

Quantité d'hydrocarbures [t charge] traitée pendant la période de déclaration, obtenue par une mesure volumétrique, avec une incertitude maximale tolérée de ± 7,5 %.

Niveau 2 :

Quantité d'hydrocarbures [t charge] traitée pendant la période de déclaration, obtenue par une mesure volumétrique, avec une incertitude maximale tolérée de ± 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.

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 du point 6 du chapitre I^{er} de la présente annexe.

2.2.2. Mesures des émissions de CO₂

Il convient d'appliquer les lignes directrices définies au chapitre I^{er} de la présente annexe.

3. Lignes directrices spécifiques concernant les cokeries

3.1. Délimitation et portée de la surveillance

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 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 3.2.1.1 ci-dessous.

Si les effluents gazeux de l'installation sont épurés et que les émissions qui en résultent ne sont pas calculées parmi les émissions de procédé de l'installation, il convient de les calculer conformément aux dispositions du chapitre I^{er} de la présente annexe.

3.2. Détermination des émissions de CO₂

Dans les cokeries, les émissions de CO₂ proviennent des sources suivantes :

- 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

3.2.1. 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.

3.2.1.1. Méthode du bilan massique

La méthode du bilan massique consiste à analyser le carbone total contenu dans les intrants, dans les accumulations, dans les produits et dans les exportations et à évaluer les émissions de CO₂ de l'installation, au moyen de l'équation suivante :

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

où :

- Intrant [t C] : la totalité du carbone entrant dans les limites de l'installation
- Produits [t C] : la totalité du carbone entrant dans les produits et les matériaux, y compris dans les sous-produits, et quittant les limites du bilan massique
- Exportations [t C] : le carbone exporté en dehors des limites du bilan massique, c-à-d. rejeté dans les égouts, mis en décharge ou perdu. Les exportations ne comprennent pas les rejets de CO₂ dans l'atmosphère.
- Variation des stocks [t C] : augmentation du carbone présent dans les limites de l'installation.

Le calcul se fait de la manière suivante :

$$\text{Emissions CO}_2 [\text{t CO}_2] = (\sum (\text{données d'activité intrant} \times \text{teneur en carbone intrant}) - \sum (\text{données d'activité produits} \times \text{teneur en carbone produits}) - \sum (\text{données d'activité exportation} \times \text{teneur en carbone exportation}) - \sum (\text{données d'activité variation des stocks} \times \text{teneur en carbone variation des stocks})) \times 3,664$$

où :

a) Données d'activité

L'exploitant analyse et déclare les flux massiques entrant et sortant de l'installation, ainsi que les variations de 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 au point 4 du chapitre Ier de la présente annexe ou dans les points 3 à 9 du présent chapitre. La teneur en carbone est calculée comme suit :

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

Niveau 2

L'exploitant applique au combustible ou à la matière la teneur en carbone spécifique indiquée 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 du point 6 du chapitre Ier de la présente annexe 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.

3.2.1.2. Emissions de combustion

Les procédés de combustion dans des cokeries mettant en oeuvre des combustibles (coke, charbon, gaz naturel, par exemple) qui ne sont pas utilisés comme agents réducteurs ou qui ne sont pas issus de réactions métallurgiques, sont surveillés et déclarés conformément aux dispositions du chapitre Ier de la présente annexe.

3.2.1.3. Emissions de procédé

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 émises par les cokeries sont calculées de la manière suivante :

$$\text{Emissions CO}_2 [\text{t CO}_2] = (\sum (\text{données d'activité intrant} \times \text{facteur d'émission intrant}) - \sum (\text{données d'activité extrant} \times \text{facteur d'émission extrant}))$$

où :

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 et sortant de l'installation est estimé en utilisant des appareils de mesure qui, pour la méthode de mesure employée, aboutissent à une incertitude maximale tolérée inférieure à $\pm 7,5$ %.

Niveau 2

Le flux massique des combustibles entrant et sortant de l'installation est estimé en utilisant des appareils de mesure qui, pour la méthode de mesure employée, aboutissent à une incertitude maximale tolérée inférieure à ± 5 %.

Niveau 3

Le flux massique des combustibles entrant et sortant de l'installation est estimé au moyen d'appareils de mesure, avec une incertitude maximale tolérée inférieure à $\pm 2,5$ %.

Niveau 4

Le flux massique des combustibles entrant et sortant de l'installation est estimé au moyen d'appareils de mesure, avec une incertitude maximale tolérée inférieure à $\pm 1,5$ %.

a2) Pouvoir calorifique inférieur

Niveau 1

Les valeurs de référence applicables à chaque combustible sont utilisées conformément aux dispositions du point 4 du chapitre I^{er} de la présente annexe.

Niveau 2 :

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

Niveau 3 :

L'exploitant fait en sorte que le pouvoir calorifique inférieur de chaque lot de combustible d'une installation soit mesuré conformément aux dispositions du point 6 du chapitre I^{er} de la présente annexe.

b) Facteur d'émission

Niveau 1

Application des facteurs de référence prévus au point 4 du chapitre I^{er} de la présente annexe.

Niveau 2

L'exploitant applique au combustible les facteurs d'émission indiqués 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 point 6 du chapitre I^{er} de la présente annexe.

3.2.2. Mesures des émissions de CO₂.

Il convient d'appliquer les lignes directrices définies aux deux chapitres de la présente annexe.

4. Lignes directrices spécifiques concernant les installations de grillage et de frittage de minerai métallique

4.1. Délimitation et portée de la surveillance

Les installations de grillage et de frittage de 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 englobe la totalité de l'aciérie, et non 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 4.2.1.1. ci-dessous).

Si les effluents gazeux de l'installation sont épurés et que les émissions qui en résultent ne sont pas calculées parmi les émissions de procédé de l'installation, il convient de les calculer conformément aux dispositions du chapitre I^{er} de la présente annexe.

4.2. Détermination des émissions de CO₂

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

- matières premières (calcination du calcaire, de la dolomite 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.

4.2.1. 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.

4.2.1.1. Méthode du bilan massique

La méthode du bilan massique consiste à analyser le carbone total contenu dans les intrants, dans les accumulations, dans les produits et dans les exportations et à évaluer les émissions de CO₂ de l'installation, au moyen de l'équation suivante :

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

où :

- Intrant [t C] : la totalité du carbone entrant dans les limites de l'installation
- Produits [t C] : la totalité du carbone entrant dans les produits et les matériaux, y compris dans les sous-produits, et quittant les limites du bilan massique
- Exportations [t C] : le carbone exporté en dehors des limites du bilan massique, c-à-d rejeté dans les égouts, mis en décharge ou perdu. Les exportations ne comprennent pas les rejets de CO₂ dans l'atmosphère.
- Variation des stocks [t C] : augmentation du carbone présent dans les limites de l'installation

Le calcul se fait de la manière suivante :

$$\text{Emissions CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = (\sum (\text{données d'activité intrant} \times \text{teneur en carbone intrant}) - \sum (\text{données d'activité produits} \times \text{teneur en carbone produits}) - \sum (\text{données d'activité exportation} \times \text{teneur en carbone exportation}) - \sum (\text{données d'activité variation des stocks} \times \text{teneur en carbone variation des stocks})) \times 3,664$$

où :

a) Données d'activité

L'exploitant analyse et déclare les flux massiques entrant et sortant de l'installation, ainsi que les variations de 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 au point 4 du chapitre Ier de la présente annexe ou dans les points 3 à 9 du présent chapitre. Elle est calculée comme suit :

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

Niveau 2

L'exploitant applique au combustible ou à la matière la teneur en carbone spécifique indiquée 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 du point 6 du chapitre Ier de la présente annexe 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.

4.2.1.2. Emissions de combustion

Les procédés de combustion mis en oeuvre 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 du chapitre Ier de la présente annexe.

4.2.1.3. Emissions de procédé

Au cours de la calcination sur la grille, du CO₂ se dégage des matières entrantes, c.-à-d. 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 au moyen de la formule suivante : émissions CO₂ = Σ (données d'activité entrant x facteur d'émission x facteur de conversion)

a) Données d'activité

Niveau 1

Pesage, par l'exploitant, des quantités [t] de carbonates [tCaCO₃, tMgCO₃ ou tCaCO₃-MgCO₃] et de résidus de procédé utilisés comme matières entrantes dans le procédé, avec une incertitude maximale tolérée inférieure à $\pm 5\%$.

Niveau 2

Pesage, par l'exploitant, des quantités [t] de carbonates [tCaCO₃, tMgCO₃ ou tCaCO₃-MgCO₃] et de résidus de procédé utilisés comme matières entrantes dans le procédé, avec une incertitude maximale tolérée inférieure à $\pm 2,5\%$.

b) Facteur d'émission

Niveau 1

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

Tableau 1 : Facteurs d'émission stoechiométriques

facteur d'émission	
CaCO ₃	0,440 tCO ₂ /tCaCO ₃
MgCO ₃	0,522 tCO ₂ /tMgCO ₃
FeCO ₃	0,380 tCO ₂ /tFeCO 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 du point 6 du chapitre Ier de la présente annexe.

c) Facteur de conversion

Niveau 1

Facteur de conversion : 1

Niveau 2

Les facteurs spécifiques sont déterminés conformément aux dispositions du point 6 du chapitre Ier de la présente annexe, 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 un double comptage.

4.2.2. Mesures des émissions de CO₂

Il convient d'appliquer les lignes directrices définies aux deux chapitres de la présente annexe.

5. Lignes directrices spécifiques concernant les installations pour la production de fonte et d'acier, y compris les équipements pour coulée continue

5.1. Délimitation et portée de la surveillance

Les présentes lignes directrices concernent les émissions provenant d'installations de production de fonte et d'acier, y compris des équipements de coulée continue. Ces lignes directrices englobent 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 englobe la totalité de l'aciérie, et non seulement le haut fourneau, les émissions de CO₂ de l'aciérie intégrée peuvent également être surveillées. On peut dans ce cas utiliser la méthode du bilan massique présentée au point 5.2.1.1. ci-dessous.

Si les effluents gazeux de l'installation sont épurés et que les émissions qui en résultent ne sont pas calculées parmi les émissions de procédé de l'installation, il convient de les calculer conformément aux dispositions du point 1° du présent chapitre.

5.2. 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 suivantes :

- matières premières (calcination du calcaire, de la dolomite 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.

5.2.1. 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.

5.2.1.1. Méthode du bilan massique

La méthode du bilan massique consiste à analyser le carbone total contenu dans les intrants, dans les accumulations, dans les produits et dans les exportations et à évaluer les émissions de CO₂ de l'installation, au moyen de l'équation suivante :

Emissions CO₂ [t O₂] = (intrans - produits - exportations - variation des stocks) x facteur de conversion CO₂/C
où :

- Intrans [t] : la totalité du carbone entrant dans les limites de l'installation
- Produits [t] : la totalité du carbone entrant dans les produits et les matériaux, y compris dans les sous-produits, et quittant les limites du bilan massique
- Exportations [t] : le carbone exporté en dehors des limites du bilan massique, c.-à-d. rejeté dans les égouts, mis en décharge ou perdu. Les exportations ne comprennent pas les rejets de CO₂ dans l'atmosphère.
- Variation des stocks [t] : augmentation du carbone présent dans les limites de l'installation.

Le calcul se fait de la manière suivante :

Emissions CO₂ [t O₂] = (Σ (données d'activité intrans x teneur en carbone intrans) - Σ (données d'activité produits x teneur en carbone produits) - Σ (données d'activité exportation x teneur en carbone exportation) - Σ (données d'activité variation des stocks x teneur en carbone variation des stocks)) x 3,664

où :

a) Données d'activité

L'exploitant analyse et déclare les flux massiques entrant et sortant de l'installation, ainsi que les variations de 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 ± 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 ± 2,5 %.

Niveau 4

Les données d'activité pendant la période de déclaration sont déterminées avec une incertitude maximale de ± 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 au point 4 du chapitre Ier de la présente annexe ou dans les points 3 à 9 du présent chapitre. Elle est calculée comme suit :

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

Niveau 2

L'exploitant applique au combustible ou à la matière la teneur en carbone spécifique indiquée 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 du point 6 du chapitre Ier de la présente annexe 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 du point 6 du chapitre Ier de la présente annexe, ou sur la base de données moyennes sur la composition issues des normes régionales, nationales ou internationales applicables.

5.2.1.2. Emissions 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 ou ne sont pas issus de réactions métallurgiques, sont surveillés et déclarés conformément aux dispositions du chapitre Ier de la présente annexe.

5.2.1.3. Emissions de procédé

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 :

Emissions CO₂ [t CO₂] = Σ (données d'activité_{in} x facteur d'émission_{in}) - Σ (données d'activité_{ex} x facteur d'émission_{ex})

a) Données d'activité

a1) Flux massiques pertinents

Niveau 1

Le flux massique des combustibles entrant et sortant de l'installation est estimé en utilisant des appareils de mesure qui, pour la méthode de mesure employée, aboutissent à une incertitude maximale tolérée inférieure à $\pm 7,5$ %.

Niveau 2

Le flux massique des combustibles entrant et sortant de l'installation est estimé en utilisant des appareils de mesure qui, pour la méthode de mesure employée, aboutissent à une incertitude maximale tolérée inférieure à ± 5 %.

Niveau 3

Le flux massique des combustibles entrant et sortant de l'installation est estimé en utilisant des appareils de mesure qui, pour la méthode de mesure employée, aboutissent à une incertitude maximale tolérée inférieure à $\pm 2,5$ %.

Niveau 4

Le flux massique des combustibles entrant et sortant de l'installation est estimé en utilisant des appareils de mesure qui, pour la méthode de mesure employée, aboutissent à une incertitude maximale tolérée inférieure à $\pm 1,5$ %.

a2) Pouvoir calorifique inférieur (le cas échéant)

Niveau 1

Les valeurs de référence applicables à chaque combustible sont utilisées conformément aux dispositions du point 4 du chapitre I^{er} de la présente annexe.

Niveau 2

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

Niveau 3

L'exploitant fait en sorte que le pouvoir calorifique inférieur de chaque lot de combustible d'une installation soit mesuré conformément aux dispositions du point 6 du chapitre Ier de la présente annexe.

b) Facteur d'émission

Le facteur d'émission applicable aux données d'activité_{EXTRANT} 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 les tableaux 1 et 2 ci-après, ainsi que les facteurs d'émission approuvés par la Région wallonne.

Tableau 1 : Facteurs d'émission de référence

Facteur d'émission		Source du facteur d'émission
CaCO ₃	0,44 t CO ₂ /t CaCO ₃	Rapport stoechiométrique
CaCO ₃ -MgCO ₃	0,477 t CO ₂ /t CaCO ₃ -MgCO ₃	Rapport stoechiométrique
FeCO ₃	0,380 t CO ₂ /t FeCO ₃	Rapport stoechiométrique
Fer préréduit	0,07 t CO ₂ /t	LD GIEC 2006
Electrodes de carbone pour four à arc électrique	3,00 t CO ₂ /t électrodes	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'Etat 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 [t CO₂/t_{INTRANT} ou/t_{EXTRANT}] applicables aux matières entrantes et sortantes sont établis conformément aux dispositions du point 6 du chapitre I^{er} de la présente annexe.

5.2.2. Mesures des émissions de CO₂.

Il convient d'appliquer les lignes directrices définies aux deux chapitres de la présente annexe.

6. Lignes directrices spécifiques concernant les installations destinées à la production de ciment clinker

6.1. Délimitation et portée de la surveillance

Sans objet.

6.2. Détermination des émissions de CO₂

Dans les installations de production de ciment, les émissions de CO₂ proviennent des sources suivantes :

- 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
- épuration des effluents gazeux.

6.2.1. Calcul des émissions de CO₂

6.2.1.1. Emissions 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 du chapitre 1er de la présente annexe.

6.2.1.2. Emissions de procédé

Les émissions de CO₂ liées au procédé résultent de la calcination des carbonates dans les matières premières utilisées pour produire le clinker (6.2.1.2.1), de la calcination partielle ou totale des poussières des fours à ciment ou des poussières des fours à précalcination/préchauffage retirées du procédé (6.2.1.2.2) et, dans certains cas, du carbone non issu de carbonates présent dans les matières premières (6.2.1.2.3).

6.2.1.2.1. Emissions de CO₂ dues à la production de clinker

Les émissions sont calculées en se fondant sur la teneur en carbonate des matières utilisées pour alimenter le procédé (calcul selon la méthode A) ou sur la quantité de clinker produite (calcul selon la méthode B). Ces méthodes sont estimées 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 carbonates 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 6.2.1.2.2, 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 6.2.1.2.3 ne s'applique pas). Le CO₂ est calculé selon la formule suivante :

émissions CO₂clinker = S (données d'activité x facteur d'émission x facteur de conversion)

où :

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 ± 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 ± 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 ± 2,5 %.

b) Facteur d'émission

Les facteurs d'émission sont calculés et déclarés en unités de masse de CO₂ 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 CaCO₃ et MgCO₃, dans chaque matière entrante alimentant le four est déterminée conformément au point 6 du chapitre 1er de la présente annexe. Il est possible de recourir à des méthodes thermogravimétriques.

Tableau 1 : Facteurs d'émission stoechiométriques

Substances	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]
C	3,664 [t CO ₂ /t C]

c) Facteur de conversion :

Niveau 1

Facteur de conversion : 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 au point 6 du chapitre Ier de la présente annexe.

Méthode de calcul B : production de clinker

Cette méthode de calcul se fonde sur la quantité de clinker produite. Le CO₂ est calculé selon la formule suivante : émissions CO₂clinker = données d'activité x facteur d'émission x facteur de conversion

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 6.2.1.2.2), de même que les émissions potentielles liées au carbone non issu de carbonates présent dans la farine crue (voir 6.2.1.2.3). 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 :

émissions CO₂ total procédé [t] = émissions CO₂clinker [t] + émissions CO₂poussières [t] + émissions de CO₂carbone non issu de carbonates

Emissions 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) :

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

Le rapport ciment/clinker est soit déterminé pour chacun des produits en ciment sur la base des dispositions du point 6 du chapitre Ier de la présente annexe, 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 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 du point 6 du chapitre Ier de la présente annexe.

Les rapports stoechiométriques 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 : Facteurs d'émission stoechiométriques applicables à CaO et MgO (production nette)

Oxydes	Facteur d'émission
CaO	0,785 [t CO ₂ /CaO]
MgO	1,092 [t CO ₂ /MgO]

c) Facteur de conversion :

Niveau 1

Facteur de conversion : 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 au point 6 du chapitre Ier de la présente annexe. Il est possible de recourir à des méthodes thermo-gravimétriques.

6.2.1.2.2. Emissions liées aux poussières éliminées

Le CO₂ provenant des poussières "bypassées" ou des poussières des fours à ciment (CKD) est calculé en fonction des quantités de poussières sortant du système du four et du facteur d'émission du clinker, corrigé de la calcination partielle des poussières des fours à ciment. Les émissions sont calculées de la façon suivante :

émissions CO₂poussières = données d'activité x facteur d'émission

où :

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 du point 6 du chapitre Ier de la présente annexe.

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 :

EFCKD = facteur d'émission de poussières de four partiellement calcinées [t CO₂/t CKD]

EFCli = facteur d'émission du clinker spécifique à l'installation [CO₂/t clinker]

d = degré de calcination des CKD (rejet de CO₂ total du carbonate contenu dans le mélange brut)

6.2.1.2.3. Emissions 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 du point 6 du chapitre I^{er} de la présente annexe.

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.

6.2.2. Mesures des émissions de CO₂.

Il convient d'appliquer les lignes directrices définies au chapitre Ier de la présente annexe.

7. Lignes directrices spécifiques concernant les installations de production de chaux

7.1. Délimitation et portée de la surveillance

Sans objet.

7.2. Détermination des émissions de CO₂

Dans les installations de production de chaux, les émissions de CO₂ proviennent des sources suivantes :

- calcination du calcaire et de la dolomite 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.

7.2.1. Calcul des émissions de CO₂

7.2.1.1. Emissions 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, gaz naturel, fioul lourd et toute la gamme des combustibles provenant de déchets) sont surveillés et déclarés conformément aux dispositions du chapitre Ier de la présente annexe.

7.2.1.2. Emissions 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 issu de la calcination peut être calculé de deux manières : en se fondant sur la quantité de carbonates contenue dans les matières premières (principalement calcaire et dolomite) convertie lors du procédé de fabrication (méthode de calcul A) ou sur la quantité d'oxydes alcalins contenus dans la chaux produite (méthode de calcul B). Les deux méthodes sont estimées 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 carbonates consommée. Il convient d'appliquer la formule suivante :

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

où :

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 « by-passées ».

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 du point 6 du chapitre I^{er} de la présente annexe.

Tableau 1 : Facteurs d'émission stoechiométriques

Carbonate	Facteur d'émission [t CO ₂ /t Ca-, Mg- ou autre carbonate]
CaCO ₃	0,440
MgCO ₃	0,522

c) Facteur de conversion

Niveau 1

Facteur de conversion : 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 au point 6 du chapitre I^{er} de la présente annexe.

Méthode de calcul B : oxydes alcalino-terreux

Le CO₂ est calculé à partir des quantités de CaO, de MgO et d'autres oxydes alcalino-terreux ou alcalins contenus dans la chaux produite. Il convient de tenir compte du Ca et du Mg calciné entrant dans le four, par exemple sous forme de cendre volante, et des combustibles et matières premières de substitution ayant une teneur en CaO ou MgO correspondante.

Il convient d'appliquer la formule de calcul suivante :

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

où :

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 du point 6 du chapitre Ier de la présente annexe.

Les rapports stoechiométriques 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 : Facteurs d'émission stoechiométriques

Carbonate	Facteur d'émission [t CO ₂ /t Ca-, Mg- ou autre oxyde]
CaO	0,785
MgO	1,092

c) Facteur de conversion

Niveau 1

Facteur de conversion : 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 au point 6 du chapitre 1er de la présente annexe.

7.2.2. Mesures des émissions de CO₂.

Il convient d'appliquer les lignes directrices définies au chapitre 1^{er} de la présente annexe.

8. Lignes directrices spécifiques concernant les installations destinées à la fabrication du verre

8.1. Délimitation et portée de la surveillance

Si les effluents gazeux de l'installation sont épurés et que les émissions qui en résultent ne sont pas calculées parmi les émissions de procédé de l'installation, il convient de les calculer conformément aux dispositions du chapitre 1er de la présente annexe.

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

8.2. Détermination des émissions de CO₂

Dans les installations de production de verre, les émissions de CO₂ proviennent des sources suivantes :

- fusion des carbonates alcalins et alcalino-terreux contenus dans la matière première
- combustibles fossiles classiques alimentant les fours
- 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

8.2.1. Calcul des émissions de CO₂

8.2.1.1. Emissions de combustion

Les procédés de combustion mis en œuvre dans les installations de fabrication du verre sont surveillés et déclarés conformément aux dispositions du chapitre 1er de la présente annexe.

8.2.1.2. Emissions de procédé

Le CO₂ est libéré lors de la fusion dans le four 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 four, est directement lié à la fabrication du verre, et doit être en se fondant sur la quantité de carbonates gazeux convertie (principalement soude, chaux/calcaire, dolomite 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. Il convient d'appliquer la formule suivante :

$$\text{émissions CO}_2 \text{ [tCO}_2\text{]} = \sum \{\text{données d'activité} \times \text{facteur d'émission}\} + \sum \{\text{additif} \times \text{facteur d'émission}\}$$

où :

a) Données d'activité

Les données d'activité correspondent à la quantité [t] de CaCO₃, MgCO₃, Na₂CO₃, BaCO₃ ou d'autres carbonates alcalino-terreux ou alcalins contenue dans les matières premières (soude, chaux/calcaire, dolomite) et consommée pendant la période de déclaration, et à la quantité d'additifs contenant du carbone consommée au cours de la même période.

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, avec une incertitude maximale de ± 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, avec une incertitude maximale de ± 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 du point 6 du chapitre 1er de la présente annexe.

Tableau 1 : Facteurs d'émission stoechiométriques

Carbonate	Facteur d'émission [tCO ₂ /tCa-, Mg- Na-, Ba ou autre carbonate]	Remarques
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 général : X _Y (CO ₃) _Z	Facteur d'émission = [M _{CO₂}]/ {Yx [M _x] + Zx [M _{CO₃²⁻]}}	X = métaux alcalino-terreux ou alcalins M _x = poids moléculaire de X en [g/mol] M _{CO₂} = poids moléculaire de CO ₂ = 44 [g/mol] M _{CO₃²⁻} = poids moléculaire de CO ₃ ²⁻ = 60 [g/mol] Y = nombre stoechiométrique de X = 1 (métaux alcalino-terreux) = 2 (métaux alcalins) Z = nombre stoechiométrique de CO ₃ ²⁻ = 1

8.2.2. Mesures des émissions de CO₂.

Il convient d'appliquer les lignes directrices définies au chapitre I^{er} de la présente annexe.

9. Lignes directrices spécifiques concernant les installations destinées à la fabrication de produits céramiques

9.1. Délimitation et portée de la surveillance

Sans objet.

9.2. 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.

9.2.1. Calcul des émissions de CO₂

9.2.1.1. Emissions de combustion

Les procédés de combustion mis en œuvre dans les installations de fabrication de produits céramiques sont surveillés et déclarés conformément aux dispositions du chapitre I^{er} de la présente annexe.

9.2.1.2. Emissions 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 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, à l'oxydation des matières organiques dans le four 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 calcul est effectué comme suit :

$$\text{émissions CO}_2\text{total [t]} = \text{émissions CO}_2\text{matières premières} + \text{émissions CO}_2\text{épuration [t]}$$

9.2.1.2.1. Emissions de CO₂ provenant des matières premières

Les émissions de CO₂ provenant des carbonates et du carbone contenus dans d'autres matières premières sont calculées de deux manières : en se fondant sur la quantité de carbonates contenue dans les matières premières (principalement calcaire et dolomite) convertie lors du procédé de fabrication (méthode de calcul A) ou sur la quantité d'oxydes alcalins 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 :

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

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 stoechiométriques 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 du point 6.4 du chapitre I^{er} de la présente annexe.

Tableau 1 : Facteurs d'émission stoechiométriques

Carbonate	Facteur d'émission [tCO ₂ /tCa-, Mg- Na-, Ba ou autre carbonate]	Remarques
CaCO ₃	0,440	
MgCO ₃	0,522	
BaCO ₃	0,223	
En général : X _Y (CO ₃) _Z	Facteur d'émission = [M _{CO₂}]/{Y x [M _X] + Z x [M _{CO₃²⁻}]}	X = métaux alcalino-terreux ou alcalins M _X = poids moléculaire de X en [g/mol] M _{CO₂} = poids moléculaire de CO ₂ = 44 [g/mol] M _{CO₃²⁻} = poids moléculaire de CO ₃ ²⁻ = 60 [g/mol] Y = nombre stoechiométrique de X = 1 (métaux alcalino-terreux) = 2 (métaux alcalins) Z = nombre stoechiométrique 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 au point 6 du chapitre I^{er} de la présente annexe.

c) Facteur de conversion

Niveau 1

Facteur de conversion : 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 au point 6 du chapitre I^{er} de la présente annexe.

Méthode de calcul B : oxydes alcalins

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'activitéEXTRANTS). 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'activitéINTRANTS), comme les combustibles et les matières premières de substitution contenant du CaO ou du MgO. Il convient d'appliquer la formule de calcul suivante :

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

où :

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 stoechiométriques du tableau 2.

Tableau 2 : Facteurs d'émission stoechiométriques

Carbonate	Facteur d'émission [tCO ₂ /tCa-, Mg- ou autre carbonate]	Remarques
CaO	0,785	
MgO	1,092	
BaO	0,287	
En général : X _Y (O) _Z	Facteur d'émission = [M _{CO2}] / {Y x [M _x] + Z x [M _O]}	X = métaux alcalino-terreux ou alcalins M _x = poids moléculaire de X en [g/mol] M _{CO2} = poids moléculaire de CO ₂ = 44 [g/mol] M _O = poids moléculaire de O = 16 [g/mol] Y = nombre stoechiométrique de X = 1 (métaux alcalino-terreux) = 2 (métaux alcalins) Z = nombre stoechiométrique 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 au point 6 du chapitre I^{er} de la présente annexe.

c) Facteur de conversion

Niveau 1

Facteur de conversion : 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 au point 6 du chapitre I^{er} de la présente annexe.

9.2.1.2.2. 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 à partir de la quantité de CaCO₃ employée. 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 :

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

où :

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, avec une incertitude maximale inférieure à $\pm 7,5$ %.

b) Facteur d'émission

Niveau 1

Application des rapports stoechiométriques du CaCO₃.

Carbonates	Facteur d'émission
CaCO ₃	0,440 [tCO ₂ /CaCO ₃]

9.2.2. Mesures des émissions de CO₂.

Il convient d'appliquer les lignes directrices définies au chapitre I^{er} de la présente annexe.

10. Lignes directrices spécifiques concernant les installations destinées à la fabrication de pâte à papier et de papier mentionnées

10.1. Délimitation et portée de la surveillance

Sous réserve de l'accord de l'administration compétente, si l'installation exporte du CO₂ en provenance 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 de l'installation sont épurés et que les émissions qui en résultent ne sont pas calculées parmi les émissions de procédé de l'installation, il convient de les calculer conformément aux dispositions du chapitre I^{er} de la présente annexe.

10.2. Détermination des émissions de CO₂

Les procédés de fabrication de papier et de pâte à papier entraînent notamment les émissions de CO₂ suivantes :

- 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 du gaz ou d'autres combustibles fossiles (sécheurs à infrarouge, par exemple)

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'article 1^{er} du présent arrêté. Les émissions qui en résultent ne sont donc pas couvertes par celui-ci.

10.2.1. Calcul des émissions de CO₂

10.2.1.1. Emissions de combustion

Les émissions provenant des procédés de combustion mis en oeuvre dans les installations de fabrication de pâte à papier et de papier sont surveillées conformément aux dispositions du chapitre I^{er} de la présente annexe.

10.2.1.2. Emissions 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 carbone, 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 suppose que le carbone contenu dans ces substances chimiques est émis sous forme de CO₂ par le four à chaux ou le four de récupération. Ces émissions sont déterminées en supposant que la totalité du carbone contenue dans le CaCO₃ et le Na₂CO₃ utilisés dans les zones de récupération et de caustification est émise à l'atmosphère.

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

Les émissions de CO₂ sont calculées de la manière suivante :

$$\text{émissions CO}_2 = \sum \{(\text{données d'activité carbonate} \times \text{facteur d'émission})\}$$

où :

a) Données d'activité :

Les "données d'activité carbonate" correspondent aux quantités de CaCO₃ et de Na₂CO₃ employées dans le procédé.

Niveau 1

Quantités [t] de CaCO_3 et de Na_2CO_3 employées dans le procédé, pesées par l'exploitant, avec une incertitude maximale tolérée inférieure à $\pm 2,5$ %.

Niveau 2

Quantités [t] de CaCO_3 et de Na_2CO_3 employées dans le procédé, pesées par l'exploitant, avec une incertitude maximale tolérée inférieure à $\pm 1,5$ %.

b) Facteur d'émission :

Niveau 1

Application des rapports stoechiométriques $[\text{tCO}_2/\text{tCaCO}_3]$ et $[\text{tCO}_2/\text{tNa}_2\text{CO}_3]$ concernant les carbonates non issus de la biomasse indiqués dans le tableau 1 ci-après. Les carbonates issus de la biomasse sont pondérés d'un facteur d'émission de 0 $[\text{tCO}_2/\text{t carbonate}]$.

Tableau 1 : Facteurs d'émission stoechiométriques

Type et origine du carbonate utilisé	Facteur d'émission
CaCO_3 (produit chimique d'appoint)	0,440
Na_2CO_3 (produit chimique d'appoint)	0,415
CaCO_3 provenant de la biomasse	0
Na_2CO_3 provenant de la biomasse	0

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

10.2.2. Mesures des émissions de CO_2 .

Il convient d'appliquer les lignes directrices définies au chapitre I^{er} de la présente annexe.

11. Lignes directrices pour la détermination des émissions de gaz à effet de serre au moyen de systèmes de mesure continue des émissions

11.1. 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 CO_2 peuvent survenir au niveau de plusieurs sources d'émission dans une installation.

11.2. 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 $\pm 7,5$ %.

Niveau 3

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

Niveau 4

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

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 la présente annexe. 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.

METHODE 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 O_2 , SO_2 , NO_x , etc.

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

METHODE B

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

Vu pour être annexé à l'arrêté du Gouvernement wallon du 27 novembre 2008 déterminant les conditions sectorielles relatives aux établissements se livrant à une activité entraînant des émissions de CO_2 .

Namur, le 27 novembre 2008.

Le Ministre Président,
R. DEMOTTE

Le Ministre de l'Agriculture, de la Ruralité, de l'Environnement et du Tourisme
B. LUTGEN

Notes

(1) "Guide pour l'expression de l'incertitude de mesure", ISO/TAG 4. 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.

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

(3) Voir : Annexe 1^{re} du Guide des bonnes pratiques 2000 et annexe 1^{re} 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.

(4) 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.

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

(6) En appliquant la relation massique : $t CO_2 = t CO * 1,571$.

ÜBERSETZUNG

ÖFFENTLICHER DIENST DER WALLONIE

D. 2009 — 465

[C - 2009/27026]

27. NOVEMBER 2008 — Erlass der Wallonischen Regierung zur Festlegung der sektorbezogenen Bedingungen in Bezug auf Betriebe, die eine CO_2 -Emissionen bewirkende Tätigkeit ausüben

Die Wallonische Regierung,

Aufgrund des Dekrets vom 11. März 1999 über die Umweltgenehmigung, insbesondere der Artikel 4, 5, 7, 8 und 9;

Aufgrund des Erlasses der Wallonischen Regierung vom 10. November 2005 zur Festlegung der sektorbezogenen Bedingungen in Bezug auf Betriebe, die eine CO_2 -Emissionen bewirkende Tätigkeit ausüben;

Aufgrund des am 2. September 2008 in Anwendung des Artikels 84, § 1, Absatz 1, 1^o der am 12. Januar 1973 koordinierten Gesetze über den Staatsrat abgegebenen Gutachtens Nr. 45.008/2/V des Staatsrats;

Auf Vorschlag des Ministers der Landwirtschaft, der ländlichen Angelegenheiten, der Umwelt und des Tourismus;

Nach Beratung,

Beschließt:

KAPITEL I — *Anwendungsbereich*

Artikel 1 - Die vorliegenden Bedingungen sind auf jeden Betrieb im Sinne der Anlage I des Erlasses der Wallonischen Regierung vom 4. Juli 2002 zur Festlegung der Liste der einer Umweltverträglichkeitsprüfung zu unterziehenden Projekte sowie der eingestuften Anlagen und Tätigkeiten anwendbar, der eine oder mehrere Anlagen oder Tätigkeiten umfasst, die in der Anlage I des Erlasses der Wallonischen Regierung vom 22. Juni 2006 zur Aufstellung der Liste der spezifizierten Treibhausgase ausstoßenden Anlagen und Tätigkeiten und zur Bestimmung der im Dekret vom 10. November 2004 zur Einführung eines Systems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten, zur Einrichtung eines wallonischen Kyoto-Fonds und über die Flexibilitätsmechanismen des Protokolls von Kyoto erwähnten spezifizierten Treibhausgase aufgelistet sind.

KAPITEL II — *Definitionen*

Art. 2 - Im Sinne vorliegenden Erlasses gelten folgende Definitionen:

1^o Tätigkeiten: die Tätigkeiten im Sinne der Anlage I zum Erlass der Wallonischen Regierung vom 22. Juni 2006 zur Aufstellung der Liste der spezifizierten Treibhausgase ausstoßenden Anlagen und Tätigkeiten und zur Bestimmung der im Dekret vom 10. November 2004 zur Einführung eines Systems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten, zur Einrichtung eines wallonischen Kyoto-Fonds und über die Flexibilitätsmechanismen des Protokolls von Kyoto erwähnten spezifizierten Treibhausgase;

2^o Genehmigung: die Betriebsgenehmigung, Umweltgenehmigung oder Globalgenehmigung;

3^o Emissionsquelle: ein einzeln identifizierbarer Teil (Punkt oder Prozess) einer Anlage, aus dem relevante Treibhausgase emittiert werden;

4^o Brennstoff-/Materialstrom (Stoffstrom): ein spezifischer Brennstoff, ein spezifisches Rohmaterial oder ein spezifisches Produkt, bei dessen Verbrauch oder Erzeugung an einer oder mehreren Emissionsquellen relevante Treibhausgase emittiert werden;

5^o Überwachungsmethodik: die Summe der von einem Anlagenbetreiber verwendeten Ansätze zur Bestimmung der Emissionen einer bestimmten Anlage;

6^o Monitoringkonzept: eine ausführliche, vollständige und transparente Beschreibung der Überwachungsmethode einer bestimmten Anlage, einschließlich Angaben zur Datenerhebung und Datenverwaltung, und des Systems zur Kontrolle ihrer Richtigkeit;

- 7° Ebene: ein bestimmtes Element einer Methode zur Bestimmung von Tätigkeitsdaten, Emissionsfaktoren sowie Oxidations- oder Umsetzungsfaktoren;
- 8° jährlich: die einem Kalenderjahr (1. Januar bis 31. Dezember) entsprechende Zeitspanne;
- 9° Berichtszeitraum: das Kalenderjahr, in dem Emissionen überwacht und berichtet werden müssen;
- 10° Handelsperiode: eine sich über mehrere Jahre erstreckende Phase des Emissionshandelssystems (z.B. 2005-2007 oder 2008-2012), für die der betreffende Mitgliedstaat gemäß Artikel 11 Absätze 1 und 2 der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über ein System für den Handel mit Treibhauszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates einen nationalen Zuteilungsplan aufstellt;
- 11° Emissionen aus der Verbrennung: Treibhausgasemissionen, die während der exothermen Reaktion eines Brennstoffs mit Sauerstoff entstehen;
- 12° Prozessemissionen: Treibhausgasemissionen, bei denen es sich nicht um Emissionen aus der Verbrennung handelt und die infolge einer beabsichtigten bzw. unbeabsichtigten Reaktion zwischen Stoffen oder ihrer Umwandlung entstehen, einschließlich der chemischen oder elektrolytischen Reduktion von Metallerzen, der thermischen Zersetzung von Stoffen und der Erzeugung von Stoffen zur Verwendung als Produkt oder Ausgangsmaterial;
- 13° inhärentes CO₂: CO₂, das Teil eines Brennstoffes ist;
- 14° konservativ: beruhend auf einer Reihe von auf Sicherheit bedachten Annahmen, wodurch gewährleistet werden soll, dass Jahresemissionen nicht unterschätzt werden;
- 15° Charge: eine bestimmte Brennstoff- oder Materialmenge, die als Einzellieferung oder kontinuierlich über einen bestimmten Zeitraum hinweg repräsentativ beprobt, charakterisiert und weitergeleitet wird;
- 16° kommerzieller Brennstoff: Brennstoff einer bestimmten Zusammensetzung, der häufig und frei gehandelt wird, vorausgesetzt der Handel mit der betreffenden Charge erfolgt zwischen wirtschaftlich unabhängigen Partnern, einschließlich alle kommerziellen Standardbrennstoffe, Erdgas, schweres und leichtes Heizöl, Kohle und Petrolkoks;
- 17° kommerzielles Material: Material einer bestimmten Zusammensetzung, das häufig und frei gehandelt wird, vorausgesetzt der Handel mit der betreffenden Charge erfolgt zwischen wirtschaftlich unabhängigen Partnern;
- 18° kommerzieller Standardbrennstoff: ein international standardisierter handelsüblicher Brennstoff, der in Bezug auf seinen spezifischen Heizwert ein 95%-iges Konfidenzintervall von höchstens $\pm 1\%$ aufweist, einschließlich Gasöl, leichtes Heizöl, Benzin, Lampenöl, Kerosin, Ethan, Propan und Butan;
- 19° Genauigkeit: der Grad der Übereinstimmung zwischen dem Messergebnis und dem wahren Wert einer bestimmten Größe (oder einem empirisch mit Hilfe von international anerkanntem und rückverfolgbarem Kalibriermaterial nach Standardmethoden bestimmten Referenzwert), wobei sowohl zufällig auftretende als auch systematische Einflussfaktoren berücksichtigt werden;
- 20° Unsicherheit: ein sich auf das Ergebnis einer Größenbestimmung beziehender Parameter, der die Streuung der Werte charakterisiert, die dieser Größe wahrscheinlich zugeschrieben werden können, einschließlich der Effekte durch systematische und zufällig auftretende Einflussfaktoren, ausgedrückt als Abweichung der auftretenden Werte rund um den Mittelwert in Prozent unter Ansatz eines Konfidenzintervalls von 95%, wobei jede Asymmetrie der Werteverteilung berücksichtigt wird;
- 21° arithmetisches Mittel: die Summe der Werte einer Grundgesamtheit, geteilt durch die Anzahl der Werte dieser Grundgesamtheit;
- 22° Messung: eine Reihe von Arbeitsschritten zur Ermittlung des Wertes einer Größe;
- 23° Messinstrument: ein Gerät, das allein oder in Verbindung mit einem oder mehreren Zusatzgeräten zur Durchführung von Messungen bestimmt ist;
- 24° Messsystem: die Gesamtheit der Messinstrumente und sonstigen Ausrüstungen, z. B. Probenahmegeräte und Datenverarbeitungssysteme, die zur Bestimmung von Variablen wie Tätigkeitsdaten, Kohlenstoffgehalt, Heizwert oder Emissionsfaktor von CO₂-Emissionen bestimmt sind;
- 25° Kalibrierung: ein Reihe von Arbeitsschritten zum Abgleich der Messergebnisse eines Messinstruments oder Messsystems oder den Werten eines Prüfnormals oder Referenzmaterials mit den entsprechenden Werten einer auf einen Referenzstandard rückführbaren Bezugsgröße unter vorgegebenen Bedingungen;
- 26° kontinuierliche Emissionsmessung: eine Reihe von Arbeitsschritten zur Bestimmung des Wertes einer Größe durch periodische (mehrfach stündliche) Einzelmessungen, wobei entweder in-situ Messungen im Kamin oder extraktive Messungen (Positionierung des Messgeräts in Nähe des Kamins) vorgenommen werden; diese Art der Messung umfasst nicht die Entnahme einzelner Proben aus dem Kamin;
- 27° Standardbedingungen: die Standardtemperatur von 273,15 K (d.h. 0 °C) und der Standarddruck von 101 325 Pa, die einen Normkubikmeter (Nm³) definieren.
- 28° unverhältnismäßig hohe Kosten: Kosten einer Maßnahme, die nach Auffassung der zuständigen Verwaltung zum Gesamtnutzen der Maßnahme in keinem angemessenen Verhältnis stehen. In Bezug auf die Wahl der Ebenen kann der Schwellenwert als der einer Verbesserung des Genauigkeitsgrades entsprechende Wert der Zertifikate definiert werden. Für Maßnahmen, die die Qualität berichteter Emissionen verbessern, sich jedoch nicht unmittelbar auf die Genauigkeit auswirken, können unverhältnismäßig hohe Kosten einer Größe entsprechen, die über einen indikativen Schwellenwert von 1% des Durchschnittswertes der für die vorangegangene Handelsperiode vorliegenden Emissionsdaten hinausgeht. Für Anlagen ohne vergleichbaren Hintergrund werden Daten aus repräsentativen Anlagen, die dieselben oder vergleichbare Tätigkeiten durchführen, als Bezugsgrößen verwendet und entsprechend ihrer Kapazität eingestuft;
- 29° technisch machbar: der Anlagenbetreiber ist in der Lage, innerhalb der erforderlichen Zeitspanne technische Mittel zu beschaffen, die den Erfordernissen eines vorgeschlagenen Systems gerecht werden;
- 30° De-minimis-Brennstoff-/Materialströme: eine vom Anlagenbetreiber ausgewählte Gruppe von emissionschwachen Stoffströmen, die kumuliert höchstens 1 kt der jährlichen Emissionen an fossilem CO₂ freisetzen oder die kumuliert für weniger als 2% (bis zu einem maximalen Gesamtanteil von 20 kt fossilem CO₂/Jahr) der jährlichen CO₂-Gesamtemissionen dieser Anlage vor Abzug des weitergeleiteten CO₂ verantwortlich sind, wobei der jeweils absolut höhere Wert maßgebend ist;
- 31° emissionsstarke Brennstoff-/Materialströme: eine Gruppe von Stoffströmen, die nicht zur Gruppe der emissionschwachen Stoffströme gehören;

32° emissionsschwache Brennstoff-/Materialströme: die vom Anlagenbetreiber ausgewählten Stoffströme, die kumuliert höchstens 5 kt der jährlichen Emissionen an fossilem CO₂ freisetzen oder die kumuliert für weniger als 10% (bis zu einem maximalen Gesamtanteil von 100 kt fossilem CO₂/Jahr) der jährlichen CO₂-Gesamtemissionen dieser Anlage vor Abzug des weitergeleiteten CO₂ verantwortlich sind, wobei der jeweils absolut höhere Wert maßgebend ist;

33° Biomasse: nicht fossile, biologisch abbaubare organische Stoffe pflanzlichen, tierischen und mikroorganischen Ursprungs, einschließlich Produkte, Nebenprodukte, Rückstände und Abfälle aus der Land- und Forstwirtschaft und verwandten Industrien, sowie nicht fossile, biologisch abbaubare organische Fraktionen von Industrie- und Siedlungsabfällen, einschließlich Gase und Flüssigkeiten, die bei der Zersetzung nicht fossiler und biologisch abbaubarer organischer Stoffe anfallen;

34° rein: stoffbezogen: wenn ein Material oder ein Brennstoff entsprechend der Handelsklassifizierung von «purum» zu mindestens 97% (bezogen auf die Masse) aus dem genannten Stoff oder Element besteht; in Bezug auf Biomasse: der Anteil Biomassekohlenstoff am Gesamtkohlenstoffgehalt des Brennstoffs oder Materials;

35° Energiebilanzmethode: eine Methode zur Schätzung der als Brennstoff in einem Kessel verwendeten Energiemenge, berechnet als Summe nutzbarer Wärme und aller relevanten Energieverluste durch Strahlung, Wärmeleitung und über Abgase.

36° Kontrollrisiken: die Anfälligkeit eines Parameters im jährlichen Emissionsbericht für wesentliche Falschangaben, die vom Kontrollsystem weder rechtzeitig verhindert noch erkannt und berichtigt werden können;

37° Entdeckungsrisiko: das Risiko, dass die Prüfstelle eine wesentliche Falschangabe oder eine wesentliche Nichtkonformität nicht entdecken wird;

38° inhärentes Risiko: die Anfälligkeit eines Parameters im jährlichen Emissionsbericht für wesentliche Falschangaben, wobei davon ausgegangen wird, dass in diesem Zusammenhang keine anderen Kontrollen stattgefunden haben;

39° Prüfungsrisiko: das Risiko, dass die Prüfstelle ein unangemessenes Prüfgutachten erstellt. Das Prüfungsrisiko ist abhängig von inhärenten Risiken, von Kontrollrisiken und vom Entdeckungsrisiko;

40° hinreichende Sicherheit: ein im Prüfgutachten positiv zum Ausdruck kommender hoher, jedoch nicht absoluter Grad an Sicherheit, dass der prüfungspflichtige Emissionsbericht keine wesentlichen Falschangaben enthält und dass die Anlage nicht durch wesentliche Nichtkonformität gekennzeichnet ist;

41° Grad an Wesentlichkeit: der quantitative Schwellen- oder Grenzwert, der zu verwenden ist, um ein angemessenes Prüfgutachten über die im jährlichen Emissionsbericht mitgeteilten Emissionsdaten zu erstellen;

42° Grad an Sicherheit: das Maß, in dem sich die Prüfstelle sicher ist, in ihrem abschließenden Prüfgutachten belegen bzw. widerlegen zu können, dass die im jährlichen Emissionsbericht einer Anlage enthaltenen Informationen keine wesentlichen Falschangaben enthalten;

43° Nichtkonformität: jede vorsätzliche oder nicht vorsätzliche Handlung oder Unterlassung einer Handlung durch eine in Prüfung befindliche Anlage, die den Anforderungen des von der zuständigen Verwaltung im Rahmen der Genehmigung der Anlage genehmigten Monitoringkonzepts zuwiderläuft;

44° wesentliche Nichtkonformität: Nichtkonformität mit den Anforderungen des von der zuständigen Verwaltung im Rahmen der Genehmigung der Anlage genehmigten Monitoringkonzepts, die dazu führen könnte, dass die Anlage von der zuständigen Behörde anders behandelt wird;

45° wesentliche Falschangabe: eine (aufgrund von Unterlassungen, Fehlinterpretationen und Fehlern, zulässige Unsicherheiten ausgenommen) falsche Angabe im jährlichen Emissionsbericht, die nach bestem fachlichen Ermessen der Prüfstelle die Bewertung des jährlichen Emissionsberichts durch die zuständigen Verwaltung beeinflussen könnte, z. B. wenn die Falschangabe den Grad an Wesentlichkeit überschreitet;

46° Akkreditierung: im Prüfungskontext die formelle Bescheinigung einer Akkreditierungsstelle auf der Grundlage einer Entscheidung im Anschluss an eine ausführliche Bewertung, dass eine bestimmte Prüfstelle die Kompetenz und Unabhängigkeit besitzt, unter vorgegebenen Bedingungen Prüfungen durchzuführen;

47° Prüfung: die Tätigkeiten einer Prüfstelle im Sinne des Dekrets vom 10. November 2004 zur Einführung eines Systems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten zur Einrichtung eines wallonischen Kyoto-Fonds und über die Flexibilitätsmechanismen des Kyoto-Protokolls

48° Prüfstelle: die im Sinne des Dekrets vom 10. November 2004 zur Einführung eines Systems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten zur Einrichtung eines wallonischen Kyoto-Fonds und über die Flexibilitätsmechanismen des Kyoto-Protokolls bestimmte Prüfeinrichtung;

49° zuständige Verwaltung: die für die Bekämpfung der Luftverschmutzung und der Klimaveränderungen zuständige Verwaltung;

50° zuständige Behörde: die für die Ausstellung der Umweltgenehmigung oder Globalgenehmigung zuständige Behörde;

51° Einstufung der Anlage: Einteilung der Anlagen nach drei Kategorien (A, B und C) aufgrund des Durchschnitts der tatsächlichen Emissionen von 2005 bis 2007.

KAPITEL III — Grundsätze für die Überwachung und Berichterstattung

Art. 3 - Der Anlagenbetreiber überwacht und meldet die CO₂-Emissionen, die aus den in seiner Genehmigung erwähnten Quellen stammen, gemäß den folgenden Grundsätzen:

1° Vollständigkeit: Bei der Überwachung einer Anlage sowie der diesbezüglichen Berichterstattung sind alle Emissionsquellen und alle Emissionen aus Prozessen und aus der Verbrennung zu erfassen, die im Zusammenhang mit den in Art. 1 genannten Tätigkeiten entstehen;

2° Konsistenz: Die Vergleichbarkeit der überwachten und gemeldeten Emissionen in der Zeitreihe muss gewährleistet sein, indem stets dieselben Überwachungsmethoden und Datensätze verwendet werden;

3° Transparenz: Die Daten aus der Überwachung, einschließlich Annahmen, Bezugswerte, Berechnungsvariablen, Tätigkeitsdaten, Emissionsfaktoren, Oxidationsfaktoren und Umsetzungsfaktoren, sind so zu ermitteln, zu erfassen, zusammenzustellen, zu analysieren und dokumentieren, dass die Bestimmung der Emissionen von der prüfenden Instanz und der zuständigen Verwaltung nachvollzogen werden kann;

4° Richtigkeit: Es ist sicherzustellen, dass die ermittelten Emissionen nicht konsequent über oder unter den tatsächlichen Emissionswerten liegen und dass die Unsicherheiten so weit wie möglich reduziert und quantifiziert werden, dies gemäß den Bestimmungen der vorliegenden sektorbezogenen Bedingungen. Außerdem müssen die Berechnungen und Messungen der Emissionen das höchste Genauigkeitsniveau erreichen. Der Anlagenbetreiber hat einen geeigneten Nachweis zu erbringen, dass die von ihm gemeldeten Emissionen vollständig sind. Alle Messgeräte, die für die Meldung der Überwachungsdaten eingesetzt werden, müssen ordnungsgemäß bedient, unterhalten, kalibriert und geprüft werden. Arbeitsblätter und sonstige Hilfsmittel, die zur Speicherung und Bearbeitung von Überwachungsdaten verwendet werden, dürfen keinerlei Fehler aufweisen. Der Emissionsbericht und die damit verbundenen Dokumente dürfen keine wesentlich falschen Angaben enthalten und müssen eine glaubwürdige und ausgewogene Auflistung der Emissionen einer Anlage gewährleisten. Bei der Auswahl und Darstellung der Informationen sind jegliche Verzerrungen zu vermeiden;

5° Kostenwirksamkeit: Bei der Auswahl einer Überwachungsmethode sind die Vorzüge einer größeren Genauigkeit gegen den zusätzlichen Kostenaufwand abzuwägen. Demzufolge ist bei der Überwachung und Berichterstattung betreffend Emissionen die größtmögliche Genauigkeit anzustreben, sofern dies technisch machbar ist und keine unverhältnismäßig hohen Kosten verursacht;

6° Verlässlichkeit: der verifizierte Emissionsbericht muss das darstellen, was er vorgibt bzw. was man berechtigterweise von ihm erwarten kann.

KAPITEL IV — Anforderungen in Sachen Überwachung und Berichterstattung

Art. 4 - § 1. Für die Bestimmung der Emissionen seines Betriebs schlägt der Anlagenbetreiber ein Monitoringkonzept vor.

Das Monitoringkonzept muss Folgendes enthalten:

1° eine genaue Beschreibung der zu überwachenden Anlage und der dort durchgeführten Tätigkeiten;

2° Angaben über die Verteilung der Zuständigkeiten für Überwachung und Berichterstattung innerhalb der Anlage;

3° eine Liste der zu überwachenden Emissionsquellen und Stoffströme, und zwar für jede Tätigkeit, die in der Anlage durchgeführt wird;

4° eine Beschreibung der Überwachungsmethodik, beruhend

a) entweder auf der Berechnung (sie wird "Berechnungsmethode" genannt), wobei Emissionen aus Stoffströmen anhand von Aktivitätsdaten ermittelt werden, die durch Messsysteme und zusätzliche Parameter aus Laboranalysen oder Standardfaktoren zustandekommen,

b) oder auf Messung (sie wird "Messmethode" genannt), wobei Emissionen aus einer Emissionsquelle durch kontinuierliche Messung der Konzentration der betreffenden Treibhausgase im Abgasstrom und durch kontinuierliche Messung des Abgasstromes als solchem ermittelt werden;

5° eine Liste und Beschreibung der Ebenen zur Bestimmung von Tätigkeitsdaten, Emissionsfaktoren, Oxidations- und Umsetzungsfaktoren für alle zu überwachenden Stoffströme;

6° eine Beschreibung der Messsysteme sowie der Spezifikation und des exakten Standorts der für die Stoffstromüberwachung einzusetzenden Messgeräte;

7° einen Nachweis der Konformität mit den Unsicherheitsschwellenwerten für Tätigkeitsdaten und (ggf.) andere Parameter für die auf die einzelnen Stoffströme angewandten Ebenen;

8° ggf. eine Beschreibung des Ansatzes für die Beprobung von Brennstoffen und Materialien zur Bestimmung des unteren Heizwertes, des Kohlenstoffgehalts, der Emissionsfaktoren, des Oxidations- und Umsetzungsfaktors und des Biomasseanteils der einzelnen Stoffströme;

9° eine Beschreibung der vorgesehenen Bezugsquellen bzw. der Analysenmethoden für die Bestimmung des unteren Heizwertes, des Kohlenstoffgehalts, der Emissionsfaktoren, des Oxidations- und Umsetzungsfaktors und des Biomasseanteils der einzelnen Stoffströme;

10° ggf. eine Liste und Beschreibung nicht akkreditierter Laboratorien und maßgeblicher Analyseverfahren, einschließlich einer Liste aller relevanten Qualitätssicherungsmaßnahmen (z. B. laborübergreifende Vergleiche im Sinne von Abschnitt 6.5.2 von Kapitel I der Anlage);

11° ggf. eine Beschreibung der Systeme zur kontinuierlichen Emissionsmessung, die zur Überwachung einer Emissionsquelle eingesetzt werden sollen (d. h. Angaben über Messpunkte, Häufigkeit der Messungen, Messgeräte, Kalibrierverfahren, Datenerfassung und Datenspeicherung), und des Verfahrens für die flankierende Berechnung zur Bestätigung der Messung und für die Berichterstattung über Tätigkeitsdaten, Emissionsfaktoren u. ä.;

12° ggf. — bei Anwendung des "Fall-back-Konzepts" im Sinne von Pos. 2.1.2 des Kapitels I der Anlage — eine umfassende Beschreibung des Konzepts und der Unsicherheitsbewertung, sofern nicht bereits durch Pos. 1° bis 11° dieser Liste abgedeckt;

13° eine Beschreibung der Verfahren zur Datenerhebung/Datenverwaltung und der Kontrollaktivitäten sowie eine Beschreibung der Tätigkeiten;

14° ggf. Angaben über relevante Verbindungen zu Aktivitäten, die im Rahmen des Gemeinschaftssystems für das Umweltmanagement und die Umweltbetriebsprüfung (EMAS) und anderer Umweltmanagementsysteme (z. B. ISO 14:14001) durchgeführt werden, insbesondere Angaben über Verfahren und Kontrollen, die für die Überwachung von Treibhausgasemissionen und deren Berichterstattung von Belang sind.

In Abweichung von Absatz 2 kann der Anlagenbetreiber eines Betriebs mit geprüften berichteten Emissionen von durchschnittlich weniger als 25 000 Tonnen CO₂ pro Jahr während der vorangegangenen Handelsperiode der zuständigen Verwaltung ein vereinfachtes Monitoringkonzept vorschlagen, das mindestens die in den oben stehenden Pos. 1°, 2°, 3°, 5°, 6°, 11° und 12° erwähnten Elemente enthält. Sind die berichteten Emissionsdaten nicht mehr gültig, weil sich die Betriebsbedingungen oder die Anlage selbst geändert haben, oder fehlt die Zeitreihe geprüfter historischer Emissionen, muss, damit die Ausnahmeregelung anwendbar sein kann, die zuständige Verwaltung eine konservative Prognose von Emissionen für die kommenden fünf Jahre von weniger als 25 000 Tonnen fossilem CO₂/Jahr genehmigt haben.

§ 2. Das in § 1 erwähnte Monitoringkonzept wird der zuständigen Verwaltung im Papierformat zur Genehmigung unterbreitet:

1° entweder per Einschreiben bei der Post gegen Empfangsbestätigung;

2° oder durch ein ähnliches Verfahren, durch welches der Sendung und dem Erhalt der Akte ein sicheres Datum gegeben wird, was die Art des benutzten Zustellungsdienstes auch sein mag;

3° oder durch die Hinterlegung der Akte gegen Empfangsbestätigung.

Die zuständige Verwaltung schickt dem Antragsteller ihren Beschluss über die Vollständigkeit und Zulässigkeit des Monitoringkonzepts binnen fünfzehn Tagen ab dem Eingang des Letzteren per Einschreiben zu. Mangels dessen gilt der Antrag als vollständig und zulässig.

Der Antrag gilt als unvollständig, wenn erforderliche Auskünfte fehlen.

Ist der Antrag unvollständig, gibt die zuständige Verwaltung an, welche Auskünfte fehlen. Der Antragsteller übermittelt der zuständigen Verwaltung die fehlenden Auskünfte nach den in Absatz 1 angegebenen Modalitäten. Innerhalb von fünfzehn Tagen nach dem Eingang der ergänzenden Unterlagen, richtet die zuständige Verwaltung den über die Vollständigkeit und Zulässigkeit des Antrags gefassten Beschluss an den Antragsteller. Mangels dessen gilt der Antrag als vollständig und zulässig.

Der Antrag ist unzulässig:

1° wenn er unter Verstoß gegen die vorgeschriebenen Formen eingereicht worden ist;

2° wenn er zweimal als unvollständig betrachtet wird.

Ist der Antrag unzulässig, so teilt die zuständige Verwaltung dem Antragsteller die Gründe für die Unzulässigkeit mit.

Die zuständige Verwaltung schickt dem Antragsteller ihren Beschluss zur Genehmigung des Monitoringkonzepts binnen fünfundvierzig Tagen ab dem Tag, an dem sie ihren Beschluss zur Bestätigung der Vollständigkeit und Zulässigkeit des Monitoringkonzepts übermittelt hat, per bei der Post aufgegebenes Einschreiben zu.

Der Anlagenbetreiber kann gegen die in Absatz 6 erwähnten Beschlüsse beim Minister, zu dessen Zuständigkeitsbereich die Umwelt gehört, Einspruch einlegen.

Unter Gefahr des Verfalls wird der Einspruch binnen dreißig Tagen nach dem Empfang des Beschlusses eingelegt.

Der Einspruch wird nach den in Absatz 1 vorgesehenen Modalitäten eingereicht.

Der Minister stellt dem Antragsteller seinen Beschluss per bei der Post aufgegebenen Einschreibebrief innerhalb einer Frist von fünfundvierzig Tagen ab dem Eingang des Einspruchs zu.

§ 3. Der Anlagenbetreiber kann nur dann eine Messungsmethode vorschlagen, wenn er beweist, dass diese Methode ein genaueres Ergebnis bringt als eine entsprechende Berechnung der Emissionen unter Anwendung der genauesten Ebenen-Kombination und wenn sich der Vergleich der Ergebnisse aus Messung und Berechnung auf identische Quellen und Emissionen stützt.

Der Anlagenbetreiber muss die Messungen in jedem Berichtszeitraum anhand flankierender Emissionsberechnungen entsprechend der in der Anlage festgelegten Leitlinien bestätigen. Hinsichtlich des für die flankierende Berechnung zu wählenden Ebenenkonzept gelten dieselben Bestimmungen wie für die Ermittlung von Emissionen anhand von Berechnungen.

Der Anlagenbetreiber kann - mit Zustimmung der zuständigen Verwaltung - bei unterschiedlichen Emissionsquellen innerhalb einer und derselben Anlage jeweils zwischen einer Überwachung durch Berechnungen oder auf der Grundlage von Messungen wählen. Der Anlagenbetreiber muss sicherstellen und nachweisen, dass in Bezug auf die Erfassung der Emissionen keine Lücken entstehen bzw. keine Doppelzählungen vorkommen.

§ 4. Emissionen aus Verbrennungsmotoren in zu Beförderungszwecken genutzten Maschinen und Geräten sind von den Emissionsschätzungen auszunehmen.

§ 5. Wenn die Produktionskapazitäten oder -leistungen einer Tätigkeit oder mehrerer Tätigkeiten unter der gleichen Kategorie (unter den in Artikel 1 erwähnten Kategorien) getrennt oder zusammen die in Artikel 1 erwähnten diesbezüglichen Grenzwerte in einer Anlage bzw. an einem Standort überschreiten, unterliegen alle Quellen sämtlicher Emissionen aus allen Tätigkeiten, die in Artikel 1 aufgeführt werden, der Überwachungs- und Berichterstattungspflicht.

§ 6. Ob eine zusätzliche Feuerungsanlage als Teil einer Anlage betrachtet wird, die nur eine andere Tätigkeit nach Artikel 1 durchführt, oder aber ob sie als eigenständige Anlage zu betrachten ist, hängt von den jeweiligen örtlichen Gegebenheiten ab. Die diesbezügliche Entscheidung wird in der Genehmigung der Anlage festgehalten.

§ 7. Alle Emissionen einer Anlage sind eben dieser Anlage zuzuordnen, und zwar unabhängig davon, ob Wärme oder Strom an andere Anlagen abgegeben wird. Emissionen, die im Zusammenhang mit der Erzeugung von Wärme oder Strom entstehen, sind der Anlage zuzurechnen, in der sie erzeugt wurden, und nicht der Anlage, an die diese abgegeben wurden.

§ 8. Unbeschadet der Anwendung von Artikel 65 des Dekrets vom 11. März 1999 über die Umweltgenehmigung für was die Abänderungen angeht, die die Angaben betreffen, die in der Umweltgenehmigung oder Globalgenehmigung enthalten sind, in Übereinstimmung mit den Artikeln 19, Abs. 2, und 46, Abs. 2, des Erlasses der Wallonischen Regierung vom 4. Juli 2002 über das Verfahren und verschiedene Maßnahmen zur Ausführung des Dekrets vom 11. März 1999 über die Umweltgenehmigung wird jede Abänderung des Monitoringkonzepts unverzüglich der zuständigen Verwaltung mitgeteilt, sobald der Anlagenbetreiber davon Kenntnis hat oder vernünftigerweise davon Kenntnis haben sollte, sofern es im Monitoringkonzept keine andere anderslautende Bestimmung gibt.

Die abgeänderten Seiten des Monitoringkonzepts werden der zuständigen Verwaltung im Papierformat zur Genehmigung unterbreitet:

1° entweder per Einschreiben bei der Post gegen Empfangsbestätigung;

2° oder durch ein ähnliches Verfahren, durch welches der Sendung und dem Erhalt der Akte ein sicheres Datum gegeben wird, was die Art des benutzten Zustellungsdienstes auch sein mag;

3° oder durch die Hinterlegung der Akte gegen Empfangsbestätigung.

Die zuständige Verwaltung schickt dem Antragsteller ihren Beschluss zur Genehmigung der Abänderung des Monitoringkonzepts binnen fünfundvierzig Tagen ab dem Tag, an dem er die Abänderung des Monitoringkonzepts erhalten hat, per bei der Post aufgegebenes Einschreiben zu. Gleichzeitig informiert sie den technischen Beamten per einfache Post darüber.

Art. 5 - Die Überwachungsmethodik wird geändert, wenn die Genauigkeit der berichteten Daten auf diese Weise verbessert werden kann, vorausgesetzt, dass dies technisch machbar ist und keine unverhältnismäßig hohen Kosten verursacht

Art. 6 - Wesentliche Änderungen der Überwachungsmethodik als Teil des Monitoringkonzepts müssen von der zuständigen Behörde genehmigt werden, wenn die Änderungen Folgendes betreffen:

1° die Kategorieneinteilung der Anlage;

2° den Wechsel zwischen Berechnungs- und Messmethodik für die Emissionsermittlung;

3° eine Zunahme der Unsicherheit der Tätigkeitsdaten und ggf. anderer Parameter, wenn dies der Anwendung einer anderen Ebene gleichkommt.

Art. 7 - Änderungen am Monitoringkonzept müssen klar dargelegt, begründet und in den betriebsinternen Aufzeichnungen der Anlage umfassend dokumentiert werden.

Art. 8 - Die Überwachungsmethode wird unter Einhaltung der in der Anlage bestimmten allgemeinen und spezifischen Leitlinien erstellt und eingesetzt.

Die tätigkeitsspezifischen Leitlinien beschreiben verschiedene Methoden zur Ableitung der folgenden Variablen: Tätigkeitsdaten (bestehend aus zwei Variablen — Brennstoff-/Materialstrom und unterer Heizwert), Emissionsfaktoren, Zusammensetzungsdaten, Oxidations- und Umsetzungsfaktoren. Die unterschiedlichen Ansätze werden als Ebenenkonzepte bezeichnet. Jedes Ebenenkonzept erhält eine Nummer beginnend mit 1. Je höher die Nummer eines Ebenenkonzepts, desto höher der Genauigkeitsgrad, d. h., das Ebenenkonzept mit der höchsten Nummer ist stets zu bevorzugen. Gleichwertige Ebenenkonzepte tragen dieselbe Nummer und werden durch einen Buchstaben weiter spezifiziert. Wenn mehrere Berechnungsmethoden für bestimmte Aktivitäten in den Leitlinien vorgesehen sind, kann der Anlagenbetreiber nur dann von einer auf eine andere Methode umstellen, wenn er der zuständigen Verwaltung zufriedenstellend nachweisen kann, dass eine solche Umstellung, was die Überwachung der Emissionen aus der in Frage stehenden Anlage und die diesbezügliche Berichterstattung betrifft, genauere Ergebnisse bringt.

Alle Anlagenbetreiber sollten stets das genaueste, sprich höchste Ebenenkonzept wählen, um zum Zweck der Überwachung und Berichterstattung alle Variablen für alle Ströme innerhalb einer Anlage zu ermitteln, dies unter Vorbehalt der folgenden durch die zuständige Verwaltung nach Erhalt eines günstigen Gutachtens erteilten Abweichungen:

1° nur wenn der zuständigen Verwaltung völlig zufriedenstellend nachgewiesen worden ist, dass das höchste Ebenenkonzept aus technischen Gründen nicht anwendbar ist oder zu unverhältnismäßig hohen Kosten führen würde, kann für diese Variable auf das Ebenenkonzept, das unter der nächst höchsten Ebene liegt, zurückgegriffen werden. Daher sollte das gewählte Ebenenkonzept stets die höchste Genauigkeit gewährleisten, die technisch machbar ist und keine unverhältnismäßig hohen Kosten verursacht;

2° der Anlagenbetreiber kann für die Variablen zur Berechnung von Emissionen aus emissionsschwachen Stoffströmen als Minimum Ebene 1 wählen und zur Überwachung und Berichterstattung von De-Minimis-Stoffströmen seine eigene ebenenunabhängige Schätzmethode anwenden;

3° Für Biomassebrennstoffe und -materialien, die als rein gelten, können für Anlagen oder technisch abgrenzbare Anlagenteile ebenenunabhängige Ansätze angewandt werden, es sei denn, der betreffende Wert soll dazu verwendet werden, CO₂-Emissionen aus Biomasse von Emissionen zu subtrahieren, die durch kontinuierliche Messung bestimmt werden. Diese ebenenunabhängigen Ansätze schließen die Energiebilanzmethode ein. CO₂-Emissionen aus fossilen Verunreinigungen in Brennstoffen und Materialien, die als reine Biomasse angesehen werden können, werden als Teil des Biomasse-Stoffstroms mitgeteilt und können nach ebenenunabhängigen Verfahren geschätzt werden. Biomassehaltige Brennstoffmischungen und Materialien werden gemäß Pos. 6.4 des Kapitels I des Anhangs charakterisiert, es sei denn, es handelt sich um einen De-Minimis-Stoffstrom;

4° der Anlagenbetreiber einer Anlage mit geprüften berichteten Emissionen von durchschnittlich weniger als 25 000 Tonnen CO₂ pro Jahr während der vorangegangenen Handelsperiode kann für alle betroffenen Ströme und Variablen niedrigere Ebenenkonzepte wählen, wobei die Ebene 1 das Minimum darstellt. Sind die berichteten Emissionsdaten nicht mehr gültig, weil sich die Betriebsbedingungen oder die Anlage selbst geändert haben, oder fehlt die Zeitreihe geprüfter historischer Emissionen, muss, damit die Ausnahmeregelung anwendbar sein kann, die zuständige Verwaltung eine konservative Prognose von Emissionen für die kommenden fünf Jahre von weniger als 25 000 Tonnen fossilem CO₂/Jahr genehmigt haben.

Mit der Zustimmung der zuständigen Verwaltung kann der Anlagenbetreiber im Rahmen eines Berechnungsvorgangs unterschiedliche zulässige Ebenenkonzepte für die verschiedenen Variablen (Tätigkeitsdaten, Emissionsfaktoren, Oxidations- oder Umsetzungsfaktoren) verwenden.

Vorbehaltlich der in Absatz 3, 4° erwähnten Anlagen sind die Anlagenbetreiber verpflichtet für die Gesamtheit der wichtigsten Ströme mindestens die in folgender Tabelle angegebenen Ebenen zu wählen, außer wenn dies technisch nicht machbar ist:

Mindestanforderungen ("n.r." bedeutet "nicht relevant")

Spalte A: "Anlagen der Kategorie A" (d. h. Anlagen, für die in der vorangegangenen Handelsperiode durchschnittliche Jahresemissionen (oder ein konservativer Schätz- oder Prognosewert, wenn keine Emissionsberichte vorliegen oder nicht mehr gültig sind) von höchstens 50 Kilo-Tonnen CO₂ vor Abzug von weitergeleitetem CO₂ berichtet wurden).

Spalte B: "Anlagen der Kategorie B" (d. h. Anlagen, für die in der vorangegangenen Handelsperiode durchschnittliche Jahresemissionen (oder ein konservativer Schätz- oder Prognosewert, wenn keine Emissionsberichte vorliegen oder nicht mehr gültig sind) von über 50 Kilo-Tonnen und höchstens 500 Kilo-Tonnen CO₂ vor Abzug von weitergeleitetem CO₂ berichtet wurden).

Spalte C: "Anlagen der Kategorie C" (d. h. Anlagen, für die in der vorangegangenen Handelsperiode durchschnittliche Jahresemissionen (oder ein konservativer Schätz- oder Prognosewert, wenn keine Emissionsberichte vorliegen oder nicht mehr gültig sind) von über 500 Kilo-Tonnen CO₂ vor Abzug von weitergeleitetem CO₂ berichtet wurden).

	Tätigkeitsdaten												Emissionsfaktor			Zusammensetzungszusammenhangsdaten			Oxidationsfaktor			Umsetzungsfaktor		
	Brennstoffstrom						Unterer Heizwert																	
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C			
Anlage/Tätigkeit																								
II: Verbrennung																								
Kommerzielle Standardbrennstoffe	2	3	4	2a/2b	2a/2b	2a/2b						2a/2b	2a/2b	2a/2b										
Andere gasförmige und flüssige Brennstoffe	2	3	4	2a/2b	2a/2b	2a/2b						3	3	3										
Feste Brennstoffe	1	2	3	2a/2b	3	3						3	3	3										
Massenbilanzansatz für Ruß erzeugende Anlagen und Gasaufbereitungsstationen	1	2	3	n.r.	n.r.	n.r.						n.r.	n.r.	n.r.										
Fackeln	1	2	3	n.r.	n.r.	n.r.						1	2a/b	3										
Wäsche																								
Karbonat	1	1	1	n.r.	n.r.	n.r.						1	1	1										
Gips	1	1	1	n.r.	n.r.	n.r.						1	1	1										
III: Raffinerien																								
Regenerierung katalytischer Cracker	1	1	1	n.r.	n.r.	n.r.						n.r.	n.r.	n.r.										
Wassersofferzeugung	1	2	2	n.r.	n.r.	n.r.						1	2	2										
IV: Kokereien																								
Massenbilanz	1	2	3	n.r.	n.r.	n.r.						n.r.	n.r.	n.r.										
Als Prozess-input eingesetzter Brennstoff	1	2	3	2	2	3						2	3	3										

Art. 9 - Der Anlagenbetreiber schlägt umgehend Änderungen an den gewählten Ebenen vor, sobald

- 1° sich das verfügbare Datenmaterial geändert hat und infolgedessen eine genauere Bestimmung der Emissionen möglich ist;
- 2° eine bislang nicht existente Emission verzeichnet wurde;
- 3° sich die Brennstoffe bzw. die relevanten Rohmaterialien wesentlich geändert haben;
- 4° Fehler in den Daten aus der Überwachung festgestellt wurden.

Art. 10 - Sollte das genaueste Ebenenkonzept (bzw. das für einzelne Variablen vereinbarte Ebenenkonzept) aus technischen Gründen vorübergehend nicht anwendbar sein, kann der Anlagenbetreiber ein anderes, möglichst genaues Ebenenkonzept anwenden, und zwar solange bis die Bedingungen für eine Anwendung des ursprünglichen Ebenenkonzepts wieder hergestellt sind. Der Anlagenbetreiber legt der zuständigen Verwaltung unverzüglich einen entsprechenden Nachweis für die Notwendigkeit einer Änderung in Bezug auf das Ebenenkonzept vor und informiert sie über Einzelheiten der vorübergehend angewandten Überwachungsmethode. Er ergreift alle erforderlichen Maßnahmen, um eine unverzügliche Rückkehr zum ursprünglichen Ebenenkonzept zu ermöglichen.

Art. 11 - In allen Fällen sind die Änderungen in Bezug auf das Ebenenkonzept lückenlos zu dokumentieren. Die Behandlung kleinerer Datenlücken, die durch Ausfallzeiten der Messgeräte entstehen können, erfolgt entsprechend der "guten beruflichen Praxis", insofern sie von der zuständigen Verwaltung angenommen werden, und den Vorgaben des Referenzdokuments zur Integrierten Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung "IPPC Reference Document on the General Principles of Monitoring" vom Juli 2003. Wenn das Ebenenkonzept innerhalb eines Berichtszeitraums geändert wird, so sind die Ergebnisse für die in Frage stehende Tätigkeit getrennt zu berechnen und im Jahresbericht, der der zuständigen Verwaltung übermittelt wird, für den betreffenden Zeitabschnitt innerhalb des Berichtszeitraums gesondert auszuweisen.

Art. 12 - Wenn es technisch nicht machbar ist oder unverhältnismäßig hohe Kosten verursachen würde, auf alle Brennstoff-/Materialströme (ausgenommen De-Minimis-Stoffströme) zumindest die Anforderungen für Ebene 1 anzuwenden, greift der Anlagenbetreiber auf das so genannte "Fall-back-Konzept" zurück, das ihn von Anwendung des Ebenenkonzepts befreit und die Entwicklung einer der Situation angepassten Überwachungsmethode gestattet.

KAPITEL V — Aufbewahrung der Informationen

Art. 13 - Der Anlagenbetreiber dokumentiert und archiviert die Daten aus der Überwachung der CO₂-Emissionen aus allen Quellen der Anlagen und Tätigkeiten, die in seiner Genehmigung angeführt sind.

Die dokumentierten und archivierten Überwachungsdaten müssen eine Prüfung des durch den Anlagenbetreiber übermittelten jährlichen Emissionsberichts ermöglichen.

Daten, die nicht im Rahmen des jährlichen Emissionsberichts zu nennen sind, müssen nicht gemeldet oder in sonstiger Weise veröffentlicht werden.

Um die Bestimmung der Emissionen für die prüfende Instanz oder sonstige Dritte nachvollziehbar zu machen, bewahrt der Anlagenbetreiber, der die Berechnungsmethode verwendet, sämtliche Berichte über alle Berichtsjahre auf, und zwar für mindestens zehn Jahre nach der Übermittlung des Berichts. Es handelt sich um:

- 1° die Liste aller überwachten Stoffströme;
- 2° die Tätigkeitsdaten, die für die Berechnung der Emissionen aus den einzelnen Stoffströmen herangezogen wurden, aufgeschlüsselt nach Prozessen und Brennstoff-/Materialarten;
- 3° die Dokumente, die die Auswahl der jeweiligen Überwachungsmethode begründen, sowie entsprechende Nachweise in Bezug auf alle zeitweiligen oder dauerhaften Änderungen im Zusammenhang mit der Überwachungsmethode bzw. den gewählten Ebenenkonzepten, wie sie von der zuständigen Behörde genehmigt wurden;
- 4° Unterlagen zu der Überwachungsmethode und den Ergebnissen der Ermittlung der tätigkeitsspezifischen Emissionsfaktoren, der Biomasseanteile spezifischer Brennstoffe und der Oxidations- oder Umsetzungsfaktoren; ferner geeignete Nachweise für die Genehmigung;
- 5° Dokumentation des Verfahrens zur Erhebung der Tätigkeitsdaten für die Anlage;
- 6° die Tätigkeitsdaten, die Emissions-, Oxidations- oder Umsetzungsfaktoren, die der zuständigen Verwaltung zur Erstellung des nationalen Zuteilungsplans für die Jahre vor dem Zeitraum übermittelt wurden, der durch das Handelssystem erfasst wird;
- 7° Dokumentation der im Zusammenhang mit der Emissionsüberwachung festgelegten Zuständigkeiten;
- 8° den jährlichen Emissionsbericht;
- 9° jegliche Information, deren Aufbewahrung durch die zuständige Verwaltung oder die prüfende Instanz als für die Überprüfung des jährlichen Emissionsberichts notwendig betrachtet wird.

Die folgenden zusätzlichen Informationen müssen ebenfalls aufbewahrt werden, wenn die Ermittlung der Emissionen auf der Grundlage von Messungen erfolgt:

- 1° die Liste aller überwachten Quellen;
- 2° die Dokumentation der Gründe für die Entscheidung, die Emissionen auf der Grundlagen von Messungen zu überwachen;
- 3° die Daten, die für die Unsicherheitsanalyse der Emissionen aus den einzelnen Quellen herangezogen wurden, aufgeschlüsselt nach Prozessen und Brennstoffarten;
- 4° die Daten, die für flankierende Berechnungen verwendet wurden;
- 5° eine detaillierte Beschreibung des kontinuierlichen Messsystems, u. a. auch der Nachweis der Genehmigung durch die zuständige Behörde;
- 6° rohe und aggregierte Daten aus dem kontinuierlichen Messsystem, darunter Dokumentation von Zeitänderungen, das Protokoll zu den durchgeführten Tests, Stillstandszeiten, Kalibrierungen, Service- und Wartungsarbeiten;
- 7° Dokumentation aller Änderungen im Zusammenhang mit dem Messsystem.

KAPITEL VI — Kontrolle

Abschnitt 1 — Datenerhebung und Datenverwaltung

Art. 14 - Zur Überwachung und Meldung von Treibhausgasemissionen in Einklang mit dem genehmigten Monitoringkonzept, der Emissionsgenehmigung und den vorliegenden Monitoring-Leitlinien errichtet, dokumentiert, implementiert und unterhält der Anlagenbetreiber ein effizientes Datenerhebungs- und Datenverwaltungssystem. Diese Datenflussaktivitäten umfassen das Messen, Überwachen, Analysieren, Aufzeichnen, Auswerten und Berechnen von Parametern mit dem Ziel, über die Treibhausgasemissionen Bericht erstatten zu können.

Abschnitt 2 — Kontrollsystem

Art. 15 - Die Anlagenbetreiber errichten, dokumentieren, implementieren und unterhalten ein effizientes Kontrollsystem, das gewährleistet, dass der auf Basis der Datenflusstätigkeiten erstellte jährliche Emissionsbericht keine Falschangaben enthält und mit dem genehmigten Monitoringkonzept, der Emissionsgenehmigung und den vorliegenden Monitoring-Leitlinien in Einklang steht.

Das Kontrollsystem des Anlagenbetreibers umfasst die Prozesse, die für eine wirksame Überwachung und Berichterstattung erforderlich sind, wie sie von den für die jährlichen Emissionsberichte Verantwortlichen konzipiert und umgesetzt werden. Das Kontrollsystem besteht aus folgenden Komponenten:

1° eine Bewertung der inhärenten Risiken und Kontrollrisiken durch den Anlagenbetreiber in Bezug auf Fehler, Falschdarstellungen oder Unterlassungen (Falschangaben) im jährlichen Emissionsbericht und etwaiger Nichtkonformitäten gegenüber dem genehmigten Monitoringkonzept, der Emissionsgenehmigung und den vorliegenden Monitoring-Leitlinien;

2° Kontrolltätigkeiten, die dazu beitragen, festgestellte Risiken zu mindern.

Art. 16 - Der Anlagenbetreiber bewertet und verbessert sein Kontrollsystem, um sicherzustellen, dass der jährliche Emissionsbericht keine wesentlichen Falschangaben oder wesentlichen Nichtkonformitäten enthält. Diese Bewertung umfasst interne Prüfungen des Systems als solchem und der berichteten Daten. Das Kontrollsystem kann sich auf andere Verfahren und Dokumente stützen, die u. a. im Gemeinschaftssystem für Umweltmanagement und Umweltbetriebsprüfung (EMAS), der ISO-Norm 14001:2004 („Umweltmanagementsysteme — Spezifikation zur Anleitung zur Anwendung“), der ISO-Norm 9001:2000 und in Finanzkontrollsystemen vorgesehen sind. Im diesem Falle trägt der Anlagenbetreiber dafür Sorge, dass den Anforderungen des genehmigten Monitoringkonzepts, der Emissionsgenehmigung und der vorliegenden Monitoring-Leitlinien in dem jeweils angewandten System Rechnung getragen wird.

Abschnitt 3 — Kontrolltätigkeiten

Unterabschnitt 1 — Grundsatz

Art. 17 - Zur Kontrolle und Minderung von inhärenten Risiken und Kontrollrisiken im Sinne von Abschnitt 2 definiert und implementiert der Anlagenbetreiber seine Kontrolltätigkeiten nach den Verfahrensvorschriften vorliegenden Abschnitts.

Unterabschnitt 2 — Verfahren und Zuständigkeiten

Art. 18 - Der Anlagenbetreiber verteilt für sämtliche Datenfluss- und Kontrollaktivitäten entsprechende Zuständigkeiten. Kollidierende Aufgaben, einschließlich Datenverarbeitungs- und Kontrollaktivitäten, werden wann immer möglich, getrennt. Falls dies nicht möglich ist, werden alternative Kontrollen vorgesehen.

Art. 19 - Der Anlagenbetreiber dokumentiert die Datenflussaktivitäten gemäß Artikel 14 und die Kontrollaktivitäten gemäß den Artikeln 20 bis 25, einschließlich

1° der Abfolge und das Zusammenwirken von Datenerhebungs- und Datenverwaltungstätigkeiten gemäß Artikel 14 und der angewandten Berechnungs- bzw. Messmethoden;

2° der Risikobewertung von Definitionen und Bewertungen des Kontrollsystems gemäß Abschnitt 2;

3° der Verwaltung der erforderlichen Kompetenzen für die Zuständigkeiten nach dem vorliegenden Unterabschnitt;

4° der Qualitätssicherung der Messeinrichtungen und (ggf.) der angewandten Informationstechnologie gemäß Artikel 20;

5° der internen Überprüfung der mitgeteilten Daten gemäß Artikel 22;

6° der ausgelagerten Prozesse gemäß Artikel 23;

7° der Berichtigungen und Korrekturmaßnahmen gemäß Artikel 24;

8° der Aufzeichnungen und Dokumentationen gemäß Artikel 25.

Jedes der Verfahren nach Absatz 1 umfasst (gegebenenfalls) folgende Elemente:

1° Zuständigkeiten;

2° Aufzeichnungen (je nach Möglichkeit und Eignung in elektronischer Form oder in Papierform);

3° (ggf.) angewandte Informationssysteme;

4° Input und Output, mit genauer Bezugnahme auf die vorangegangene und die folgende Tätigkeit;

5° (ggf.) Häufigkeit.

Die Verfahren müssen für die Minderung der identifizierten Risiken geeignet sein.

Unterabschnitt 3 — Qualitätssicherung

Art. 20 - § 1. Der Anlagenbetreiber trägt dafür Sorge, dass alle maßgeblichen Messeinrichtungen, auch vor ihrer Verwendung, im Hinblick auf die gemäß Abschnitt 2 identifizierten Risiken in regelmäßigen Abständen kalibriert, justiert und kontrolliert sowie anhand von Messstandards kontrolliert werden, die auf international anerkannten Standards - so vorhanden - beruhen.

§ 2. Der Anlagenbetreiber hält im Monitoringkonzept fest, wenn bestimmte Teile der Messeinrichtungen nicht kalibriert werden können, und schlagen in diesem Falle alternative Kontrollen vor, die von der zuständigen Verwaltung genehmigt werden müssen.

Stellt sich heraus, dass Messeinrichtungen den Anforderungen nicht entsprechen, so trifft der Anlagenbetreiber unverzüglich die erforderlichen Korrekturmaßnahmen.

§ 3. Aufzeichnungen über Kalibrier- und Authentifikationsergebnisse werden 10 Jahre lang aufbewahrt.

§ 4. Soweit die Anlagenbetreiber Informationstechnologien, einschließlich Computer-Prozesskontrollen, anwenden, sind diese so konzipiert, dokumentiert, getestet, implementiert, kontrolliert und unterhalten, dass eine verlässliche, genaue und zeitgerechte Datenverarbeitung gewährleistet ist, die den gemäß Abschnitt 2 identifizierten Risiken Rechnung trägt. Dies beinhaltet die vorschriftsmäßige Anwendung der im Monitoringkonzept vorgegebenen Berechnungsformeln. Zur Kontrolle von Informationstechnologien gehören Zugriffskontrolle, Back-up, Wiederherstellung von Daten, Kontinuitätsplanung und Sicherheit.

Art. 21 - Die Pflicht des Nachweises der Erfüllung der Kalibrieranforderungen gemäß Artikel 20 ist nicht auf die Anlagen mit geprüften berichteten Emissionen von durchschnittlich weniger als 25 000 Tonnen CO₂ pro Jahr während der vorangegangenen Handelsperiode anwendbar.

Sind die berichteten Emissionsdaten nicht mehr gültig, weil sich die Betriebsbedingungen oder die Anlage selbst geändert haben, oder fehlt die Zeitreihe geprüfter historischer Emissionen, muss, damit die Ausnahmeregelung anwendbar sein kann, die zuständige Verwaltung eine konservative Prognose von Emissionen für die kommenden fünf Jahre von weniger als 25 000 Tonnen fossilem CO₂/Jahr genehmigt haben.

Unterabschnitt 4 — Überprüfung und Validierung von Daten

Art. 22 - § 1. Zur Handhabung des Datenflusses veranlasst der Anlagenbetreiber, dass die Daten entsprechend den gemäß Abschnitt 2 identifizierten Risiken überprüft und validiert werden. Diese Validierung kann manuell oder elektronisch erfolgen. Sie ist so konzipiert, dass die Grenzen für die Zurückweisung von Daten, soweit möglich, von vornherein klar sind.

§ 2. Einfache und wirkungsvolle Datenüberprüfungen lassen sich auf operationeller Ebene durch den Vergleich von Überwachungswerten nach vertikalen und horizontalen Ansätzen durchführen.

Beim vertikalen Ansatz werden die in einer Anlage überwachten Emissionsdaten verschiedener Jahre miteinander verglichen. Ein Überwachungsfehler ist wahrscheinlich, wenn sich Abweichungen zwischen den in den verschiedenen Jahren gemessenen Daten nicht erklären lassen durch

- 1° Veränderungen im Tätigkeitsniveau;
- 2° Veränderungen bei Brennstoffen oder Einsatzmaterialien;
- 3° Veränderungen bei den Emissionen verursachenden Prozessen (z. B. bei Verbesserung der Energieeffizienz).

Beim horizontalen Ansatz werden Werte aus verschiedenen operationellen Datenerfassungssystemen miteinander verglichen:

- 1° Vergleich von Daten über den Brennstoff- oder Materialankauf mit Daten über Bestandsänderungen (ausgehend von Informationen über Anfangs- und Endbestände) und Verbrauchsdaten zu den jeweiligen Stoffströmen;
- 2° Vergleich von Emissionsfaktoren, die analysiert und berechnet oder vom Lieferanten bezogen wurden, mit nationalen oder internationalen Referenzemissionsfaktoren vergleichbarer Brennstoffe;
- 3° Vergleich der anhand von Brennstoffanalysen ermittelten Emissionsfaktoren mit nationalen oder internationalen Referenzemissionsfaktoren vergleichbarer Brennstoffe;
- 4° Vergleich gemessener mit berechneten Emissionen.

Unterabschnitt 5 — Ausgelagerte Prozesse

Art. 23 - Entscheidet sich ein Anlagenbetreiber, bestimmte Prozesse im Datenfluss auszulagern, so kontrolliert er die Qualität dieser Prozesse entsprechend den gemäß Abschnitt 2 identifizierten Risiken.

Er legt angemessene Anforderungen in Bezug auf Ergebnisse und Methoden fest und überprüft die erzielte Qualität.

Unterabschnitt 6 — Berichtigungen und Korrekturmaßnahmen

Art. 24 - Soweit bestimmte Aspekte der Datenfluss- oder Kontrollaktivitäten (Gerät, Anlage, Mitarbeiter, Lieferant, Verfahren o.ä.) nicht reibungslos oder nur außerhalb vorgegebener Grenzen funktionieren, trifft der Anlagenbetreiber umgehend alle geeigneten Vorkehrungen, um die abgelehnten Daten zu berichtigen.

Er prüft die Gültigkeit der Ergebnisse der jeweiligen Schritte, ermittelt die Hauptursache des Defekts oder Funktionsfehlers und trifft entsprechende Korrekturmaßnahmen.

Die in diesem Teil vorgesehenen Tätigkeiten sind in Übereinstimmung mit Abschnitt 2 im Sinne eines risikoorientierten Ansatzes durchzuführen.

Unterabschnitt 7 — Aufzeichnungen und Dokumentation

Art. 25 - § 1. Um Konformität nachweisen und gewährleisten sowie berichtete Emissionsdaten nachvollziehen zu können, bewahren die Anlagenbetreiber Aufzeichnungen über sämtliche Kontrollaktivitäten (einschließlich Qualitätssicherung/Qualitätskontrolle von Geräten und Informationstechnologien, Überprüfung und Validierung von Daten und Berichtigungen) sowie alle unter Artikel 13 genannten Informationen mindestens 10 Jahre lang auf.

Der Anlagenbetreiber trägt dafür Sorge, dass maßgebliche Dokumente immer dann und dort zur Verfügung stehen, wo sie zur Durchführung der Datenfluss- und Kontrollaktivitäten benötigt werden. Der Anlagenbetreiber sorgt dafür, dass er über ein Verfahren verfügt, um die benötigte Version dieser Dokumente identifizieren, erstellen, verteilen und kontrollieren zu können.

§ 2. Die in diesem Teil erwähnten Tätigkeiten werden in Übereinstimmung mit Abschnitt 2 im Sinne eines risikoorientierten Ansatzes durchgeführt.

Art. 26 - Der Erlass der Wallonischen Regierung vom 10. November 2005 zur Festlegung der sektorbezogenen Bedingungen in Bezug auf Betriebe, die eine CO₂-Emissionen bewirkende Tätigkeit ausüben, wird außer Kraft gesetzt.

Art. 27 - Der vorliegende Erlass findet auf die bestehenden Betriebe Anwendung.

Art. 28 - Der vorliegenden Erlass wird am 1. Januar 2008 wirksam.

Art. 29 - Der Minister, zu dessen Zuständigkeitsbereich die Umwelt gehört, wird mit der Durchführung vorliegenden Erlasses beauftragt.

Namur, den 27. November 2008

Der Minister-Präsident,
R. DEMOTTE

Der Minister der Landwirtschaft, der ländlichen Angelegenheiten, der Umwelt und des Tourismus,
B. LUTGEN

Anlage — Allgemeine und spezifische Leitlinien für die Überwachung der Emissionen

Kapitel I — Allgemeine Leitlinien

1. Einschränkungen

Die Überwachung der Emissionen erstreckt sich auf Emissionen aus dem regulären Betrieb von Anlagen sowie auf Emissionen aufgrund außergewöhnlicher Ereignisse wie Inbetriebnahme/Abschalten oder Notfallsituationen innerhalb des Berichtszeitraums.

Alle Emissionen einer Anlage sind eben dieser Anlage zuzuordnen, und zwar unabhängig davon, ob Wärme oder Strom an andere Anlagen abgegeben wird. Emissionen, die im Zusammenhang mit der Erzeugung von Wärme oder Strom entstehen, sind der Anlage zuzurechnen, in der sie erzeugt wurden, und nicht der Anlage, an die diese abgegeben wurden.

2. Bestimmung der Emissionen

2.1. Berechnung

2.1.1. Berechnungsformeln

Die Berechnung der CO₂-Emissionen erfolgt anhand der folgenden Formel:

CO₂-Emissionen = Tätigkeitsdaten x Emissionsfaktor x Oxidationsfaktor

oder nach einem alternativen Ansatz, sofern dieser in den tätigkeitsspezifischen Leitlinien definiert ist.

Für Emissionen aus der Verbrennung und Emissionen aus Industrieprozessen sind die Ausdrücke in dieser Formel wie folgt spezifiziert:

Emissionen aus der Verbrennung:

Die Tätigkeitsdaten beruhen auf dem Brennstoffverbrauch. Die eingesetzte Brennstoffmenge wird als Energiegehalt TJ ausgedrückt. Der Emissionsfaktor wird als tCO₂/TJ ausgedrückt. Beim Brennstoffverbrauch wird nicht der gesamte im Brennstoff enthaltene Kohlenstoff zu CO₂ oxidiert. Eine unvollständige Oxidation entsteht durch einen ineffizienten Verbrennungsprozess, d. h. ein Teil des Kohlenstoffs wird nicht verbrannt oder nur teilweise zu Ruß oder Asche oxidiert. Dem nicht oxidierten Kohlenstoff wird über den Oxidationsfaktor Rechnung getragen, der als Bruchteil dargestellt wird. Ist die Oxidation bereits im Emissionsfaktor berücksichtigt, so wird kein zusätzlicher Oxidationsfaktor verwendet. Der Oxidationsfaktor wird als Prozentsatz ausgedrückt. Daraus ergibt sich die folgende Formel:

CO₂-Emissionen = Brennstoffstrom [t oder Nm³] x unterer Heizwert [TJ/t oder TJ/Nm³] x Emissionsfaktor [tCO₂/TJ] x Oxidationsfaktor

Die Berechnung von Emissionen aus der Verbrennung wird in den tätigkeitsspezifischen Leitlinien weiter spezifiziert.

Prozessemissionen:

Die Tätigkeitsdaten beruhen auf dem Rohstoffverbrauch, dem Durchsatz oder der Produktionsrate, ausgedrückt in t oder m³. Der Emissionsfaktor wird als [tCO₂/t oder tCO₂/m³] ausgedrückt. Dem im Eingangsmaterial enthaltenen Kohlenstoff, der während des Prozesses nicht in CO₂ umgewandelt wird, wird im Umsetzungsfaktor Rechnung getragen, der als Bruch dargestellt wird. Ist die Umwandlung bereits im Emissionsfaktor berücksichtigt, so wird kein zusätzlicher Umsetzungsfaktor verwendet. Die Menge des verwendeten Eingangsmaterials wird als Masse oder Volumen [t oder m³] ausgedrückt. Daraus ergibt sich die folgende Formel:

CO₂-Emissionen = Tätigkeitsdaten [t oder m³] x Emissionsfaktor [tCO₂/t oder m³] x Umsetzungsfaktor

Die Berechnung der Emissionen aus Industrieprozessen wird in den tätigkeitsspezifischen Leitlinien ausführlicher erläutert. In einigen Fällen werden spezifische Referenzfaktoren genannt.

2.1.2. Alternativer Ansatz (Fall-back-Konzept)

Der Anlagenbetreiber muss der zuständigen Verwaltung in diesem Fall glaubhaft nachweisen, dass die Gesamtunsicherheitsschwellen nach folgender Tabelle für die jährlichen Treibhausgasemissionen der Anlage mit dieser alternativen Überwachungsmethode für die gesamte Anlage eingehalten werden können.

Bei der Unsicherheitsbewertung werden die Unsicherheiten aller für die Berechnung der Jahresemissionen zugrunde gelegten Variablen und Parameter quantifiziert, wobei dem "ISO-Leitfaden für die Angabe der Unsicherheit beim Messen" (1995) (1) und ISO 5168:2005 Rechnung getragen wird. Die Bewertung wird auf der Grundlage der Vorjahresdaten durchgeführt, bevor die zuständige Verwaltung das Monitoringkonzept genehmigt, und jährlich aktualisiert. Diese jährliche Aktualisierung erfolgt im Kontext des jährlichen Emissionsberichts und muss gemeinsam mit diesem geprüft werden.

Im jährlichen Emissionsbericht ermittelt und berichtet der Anlagenbetreiber Daten (sofern vorhanden) oder möglichst akkurate Schätzungen über Tätigkeitsdaten, untere Heizwerte, Emissionsfaktoren, Oxidationsfaktoren und andere Parameter, ggf. mit Hilfe von Laboranalysen. Das jeweilige Verfahren wird im Monitoringkonzept dokumentiert und muss von der zuständigen Verwaltung genehmigt werden. Die nachstehende Tabelle gilt nicht für Anlagen, die ihre Treibhausgasemissionen durch kontinuierliche Messsysteme im Sinne von Kapitel II, Pos. 11 ermitteln.

Gesamtunsicherheitsschwellen bei Anwendung des Fall-back-Konzepts

Anlagenkategorie	Verbindliche Unsicherheitsschwelle für den Gesamtwert der Jahresemissionen
A	± 7,5%
B	± 5,0%
C	± 2,5%

2.1.3. Weitergeleitetes CO₂

Vorbehaltlich der Genehmigung der zuständigen Verwaltung können Anlagenbetreiber CO₂, das nicht aus einer Anlage freigesetzt, sondern als Reinsubstanz an eine andere Anlage weitergeleitet oder direkt in Produkten oder als Einsatzmaterial verwendet bzw. gebunden wird, von den ermittelten Emissionen subtrahieren, sofern sich diese Subtraktion in einer entsprechenden Reduktion in Bezug auf die Tätigkeit und die Anlage widerspiegelt, die der betreffende Mitgliedstaat in seinem nationalen Inventar dem Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen vorlegt. Die betreffende Menge CO₂ ist in Form eines Memo-Item zu melden.

Bei "weitergeleitetem CO₂" kann es sich u. a. handeln um

- reines CO₂, das als Kohlensäure für Getränke eingesetzt wird;
- reines CO₂, das als Trockeneis für Kühlzwecke eingesetzt wird;
- reines CO₂, das als Löschmittel, Kühlmittel oder Laborgas eingesetzt wird;
- reines CO₂, das für die Entwesung von Getreide eingesetzt wird;
- reines CO₂, das in der chemischen und in der Lebensmittelindustrie als Lösemittel eingesetzt wird;
- CO₂, das in Produkten oder als Einsatzmaterial für die chemische und Zellstoffindustrie eingesetzt und gebunden wird (z. B. für Harnstoff oder gefällte Karbonate);
- Karbonat, das im sprühgetrockneten Absorptionsprodukt (spray-dried absorption product, SDAP) bei der quasi-trockenen Abgaswäsche gebunden wird.

Die Masse des jährlich weitergeleiteten CO₂ oder Karbonats wird mit einer maximalen Unsicherheit von weniger als 1,5% bestimmt, und zwar entweder direkt anhand von Volumen- und Massenstrommessgeräten oder durch Wiegen oder indirekt aus der Masse des jeweiligen Produktes (z. B. Karbonat oder Harnstoff), soweit relevant und angemessen.

In Fällen, in denen ein Teil des weitergeleiteten CO₂ aus Biomasse generiert wurde, oder wenn eine Anlage nur zum Teil unter die Richtlinie 2003/87/EG fällt, subtrahiert der Anlagenbetreiber nur den Teil der Masse des weitergeleiteten CO₂, der aus fossilen Brennstoffen und Materialien stammt, die bei unter die Richtlinie fallenden Tätigkeiten eingesetzt werden. Die jeweiligen Zuordnungsmethoden, bei denen es sich um konservative Methoden handeln muss, müssen von der zuständigen Verwaltung genehmigt werden.

2.1.4. Tätigkeitsdaten

Tätigkeitsdaten umfassen Informationen über den Materialstrom, den Brennstoffverbrauch, das Einsatzmaterial oder die Produktionsmenge, ausgedrückt als Energiegehalt [TJ] und unterer Heizwert bei Brennstoffen, und als Masse oder Volumen bei Rohmaterialien oder Produkten [t oder m³]. Können direkt vor Beginn des Prozesses keine Tätigkeitsdaten für die Berechnung von Prozessemissionen gemessen werden und werden in den Beschreibungen zu den Ebenenkonzepten, die in den jeweiligen tätigkeitsspezifischen Leitlinien enthalten sind, keine spezifischen Anforderungen gestellt, so werden die Tätigkeitsdaten anhand der Veränderungen im Lagerbestand geschätzt:

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

wobei:

Material C = im Berichtszeitraum verarbeitetes Material,

Material P = im Berichtszeitraum gekauftes Material,

Material S = Lagerbestand zu Beginn des Berichtszeitraums,

Material E = Lagerbestand zum Ende des Berichtszeitraums,

Material O = für andere Zwecke eingesetztes Material (Weiterbeförderung oder Wiederverkauf).

Sollte eine Ermittlung der Variablen "Material S" und "Material E" durch Messungen technisch nicht möglich sein bzw. unverhältnismäßig hohe Kosten verursachen, so kann der Anlagenbetreiber diese Angaben schätzen, indem er die Zahlen der Vorjahre zugrunde legt und diese mit dem Output im Berichtszeitraum korreliert. In diesem Fall muss der Anlagenbetreiber diese Schätzungen anhand flankierender Berechnungen und entsprechender finanzieller Belege bestätigen. Alle übrigen Auflagen in Bezug auf die Wahl des Ebenenkonzepts bleiben von dieser Bestimmung unberührt. So werden beispielsweise das "Material P" und das "Material O" sowie die entsprechenden Emissions- oder Oxidationsfaktoren in Einklang mit den tätigkeitsspezifischen Leitlinie ermittelt.

Sollte eine Ermittlung der jährlichen Tätigkeitsdaten für ein exaktes Kalenderjahr technisch nicht machbar sein bzw. unverhältnismäßig hohe Kosten verursachen, so kann der Anlagenbetreiber den nächstgeeigneten Arbeitstag wählen, um ein Berichtsjahr vom folgenden abzugrenzen. Etwaige Abweichungen für einen oder mehrere Stoffströme sind genau festzuhalten; sie bilden die Grundlage für einen das Kalenderjahr repräsentierenden Wert und sind auch im Folgejahr heranzuziehen.

2.1.5. Emissionsfaktoren

Die Emissionsfaktoren beruhen auf dem Kohlenstoffgehalt der Brenn- oder Einsatzstoffe und werden als t CO₂/TJ (Emissionen aus der Verbrennung), als t CO₂/t bzw. t CO₂/Nm³ (Prozessemissionen) ausgedrückt.

Um höchste Transparenz und weitestgehende Übereinstimmung mit nationalen Treibhausgasinventaren zu erreichen, wird für Emissionen aus der Verbrennung die Angabe von Emissionsfaktoren in t CO₂/t anstatt in t CO₂/TJ auf Fälle begrenzt, in denen dem Anlagenbetreiber ansonsten unverhältnismäßig hohe Kosten entstehen würden

Zur Umrechnung des Kohlenstoffs in den jeweiligen CO₂-Wert wird der Faktor 3,664 [t CO₂/t C] zugrunde gelegt.

Emissionsfaktoren sowie die Vorgaben hinsichtlich der Ermittlung tätigkeitsspezifischer Emissionsfaktoren sind unter Pos. 4 und 6 aufgeführt.

Biomasse gilt als CO₂-neutral. Daher findet auf Biomasse ein Emissionsfaktor von 0 [t CO₂/TJ oder t oder Nm³] Anwendung.

Bei Brenn- oder Rohstoffen, die sowohl fossilen als auch Biomasse-Kohlenstoff enthalten, findet ein gewichteter Emissionsfaktor Anwendung, der auf dem Anteil des fossilen Kohlenstoffs am Gesamtkohlenstoffgehalt des Brennstoffes beruht. Die Berechnung dieses Faktors soll transparent und in Einklang mit den Vorgaben und den Verfahren erfolgen, die unter Pos. 6 dargelegt sind.

Inhärentes CO₂, das als Teil eines Brennstoffs (z. B. Gichtgas, Koksofengas oder Erdgas) in eine emissionshandelspflichtige Anlage weitergeleitet wird, wird in den Emissionsfaktor für diesen Brennstoff einbezogen.

Vorbehaltlich der Genehmigung durch die zuständige Verwaltung kann inhärentes CO₂ aus einem Stoffstrom, das anschließend als Teil eines Brennstoffs aus einer Anlage weitergeleitet wird, von den Emissionen dieser Anlage subtrahiert werden, und zwar unabhängig davon, ob es an eine andere emissionshandlungspflichtige Anlage abgegeben wird oder nicht. In jedem Fall ist das Ergebnis in Form eines Memo-Items zu melden.

2.1.6. Oxidations-/Umsetzungsfaktoren

Für Emissionen aus der Verbrennung wird ein Oxidationsfaktor bzw. für Prozessemissionen ein Umsetzungs faktor verwendet, um den im Prozess nicht oxidierten bzw. nicht umgewandelten Kohlenstoffanteil zu berücksichtigen. Bei Oxidationsfaktoren entfällt die Auflage, die höchste Ebene anzuwenden.

Werden innerhalb einer Anlage unterschiedliche Brennstoffe verwendet und werden tätigkeitsspezifische Oxidationsfaktoren berechnet, so kann der Anlagenbetreiber vorbehaltlich der Genehmigung der zuständigen Verwaltung einen aggregierten Oxidationsfaktor für die betreffende Tätigkeit definieren und diesen auf alle Brennstoffe anwenden oder er kann die unvollständige Oxidation einem emissionsstarken Brennstoffstrom zuordnen und auf die anderen den Wert 1 anwenden, es sei denn, es wird Biomasse verwendet.

2.2. Messmethodik

2.2.1. Allgemeines

Was die Verfahren zur Messung der CO₂-Konzentrationen sowie des Masse- bzw. Volumenstroms der Abgase, die durch die einzelnen Schornsteine entweichen, betrifft, so finden die einschlägigen CEN-Normen Anwendung (nach ihrer Verabschiedung). Sollten keine einschlägigen CEN-Normen verfügbar sein, so sind die entsprechenden ISO-Normen oder nationalen Normen anzuwenden. Gibt es keine geltenden Normen, so können gegebenenfalls Verfahren angewandt werden, die vorliegenden Normentwürfen oder den Leitlinien hinsichtlich der bewährtesten Praxis ("Best Practice Guidelines") der Industrie, entsprechen, insofern sie von der zuständigen Verwaltung angenommen werden.

Der Biomasse-Anteil an den gemessenen CO₂-Emissionen ist anhand von Berechnungen zu ermitteln und aus den Gesamtemissionen herauszurechnen. Das Ergebnis ist in Form eines Memo-Items zu melden.

2.2.2. Ebenen für Messmethoden

Der Anlagenbetreiber muss für jede Emissionsquelle, die in der Genehmigung für die Emission von Treibhausgasen aufgelistet ist und für die Treibhausgasemissionen durch KEMS bestimmt werden, stets die höchste Ebene gemäß Pos. 11 von Kapitel II wählen.

Nur wenn der zuständigen Verwaltung glaubhaft nachgewiesen werden kann, dass die höchste Ebene technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßig hohen Kosten führen würde, kann für die betreffende Emissionsquelle auf die nächst niedrigere Ebene zurückgegriffen werden. Folglich muss die gewählte Ebene für jede Emissionsquelle stets die höchste Genauigkeit reflektieren, die technisch machbar ist und keine unverhältnismäßig hohen Kosten verursacht. Das gewählte Ebenenkonzept muss von der zuständigen Verwaltung genehmigt.

Für die Berichtszeiträume 2008-2012 ist mindestens Ebene 2 gemäß Pos. 11 des Kapitels II anzuwenden, sofern dies technisch machbar ist.

2.2.3. Weitere Verfahren und Anforderungen

a) Häufigkeit der Probenahmen

Gemäß Pos. 11 von Kapitel II werden (gegebenenfalls) für alle Parameter der Emissionsermittlung Stundenmittelwerte („gültige Stundendaten“) errechnet, wobei alle in der betreffenden Stunde ermittelten Einzelwerte verwendet werden. Ist ein Gerät während der betreffenden Stunde zeitweilig gestört oder außer Betrieb, so wird der Stundenmittelwert anhand der verbliebenen Einzelwerte dieser Stunde errechnet. Können für einen Parameter der Emissionsermittlung keine gültigen Stundendaten errechnet werden, weil weniger als 50% der maximal möglichen Einzelmessungen je Stunde (2) vorliegen, gilt die Stunde als verloren. Wann immer keine gültigen Stundendaten errechnet werden können, sind nach Maßgabe dieses Abschnitts Ersatzwerte zu berechnen.

b) Fehlende Daten

Können für ein oder mehrere Parameter der Emissionsermittlung keine gültigen Stundendaten errechnet werden, weil das Gerät gestört (z. B. wegen Kalibrier- oder Interferenzfehlern) oder außer Betrieb ist, so bestimmt der Anlagenbetreiber für jede fehlende Messstunde Ersatzwerte nach folgendem Schema:

i) Konzentrationen

Können für einen direkt als Konzentration gemessenen Parameter (z. B. THG, O₂) keine gültigen Stundendaten aufgezeichnet werden, so wird ein Ersatzwert C*_{subst} für die betreffende Stunde wie folgt berechnet:

$$C^*_{subst} = \frac{1}{4} C \rho \sigma C$$

wobei:

C: das arithmetische Mittel der Konzentration des betreffenden Parameters,

σC : die bestmögliche Schätzung der Standardabweichung der Konzentration des betreffenden Parameters.

Arithmetisches Mittel und Standardabweichung sind am Ende des Berichtszeitraums anhand des gesamten Satzes an Emissionsdaten zu berechnen, die während des Berichtszeitraums gemessen wurden. Entfällt ein Zeitraum wegen grundlegenden technischen Veränderungen innerhalb der Anlage, so wird mit der zuständigen Verwaltung ein (möglichst einjähriger) repräsentativer Zeitrahmen vereinbart.

Die Berechnung des arithmetischen Mittels und der Standardabweichung ist der Prüfstelle vorzulegen.

ii) Andere Parameter

Können für nicht direkt als Konzentration gemessene Parameter keine gültigen Stundendaten ermittelt werden, so werden die Ersatzwerte für diese Parameter nach dem Massenbilanzansatz oder der Energiebilanzmethode für den Prozess berechnet. Zur Bestätigung der Ergebnisse werden die anderen gemessenen Parameter der Emissionsermittlung herangezogen.

Der Massenbilanzansatz bzw. die Energiebilanzmethode und die ihnen zugrunde liegenden Annahmen sind genau zu dokumentieren und der Prüfstelle zusammen mit den Berechnungsergebnissen vorzulegen.

c) Flankierende Emissionsberechnung

Flankierend zur Emissionsermittlung durch Messung werden die Jahresemissionen der betreffenden THG nach einer der folgenden Berechnungsmethoden bestimmt:

a) Berechnung nach Maßgabe des für die jeweilige Tätigkeit geltenden Anhangs, wobei für die Emissionsberechnung generell niedrigere Ebenen (d. h. zumindest jedoch Ebene 1) angewandt werden können; oder Berechnung nach Maßgabe der IPCC-Leitlinien von 2006, z. B. nach Methoden der Ebene 1.

Zwischen den Ergebnissen aus Mess- und Berechnungsansatz können Abweichungen auftreten. Der Anlagenbetreiber prüft die Abweichungen zwischen Mess- und Berechnungsergebnissen und berücksichtigt dabei, dass die Abweichung durch die Anwendung zweier verschiedener Methoden bedingt sein kann. Unter Berücksichtigung dieser Abweichung verwenden die Anlagenbetreiber die Berechnungsergebnisse, um die Messergebnisse gegen zu prüfen.

Der Anlagenbetreiber ermittelt und übermittelt im jährlichen Emissionsbericht relevante Daten, soweit sie vorliegen, oder bestmögliche Schätzungen für Tätigkeitsdaten, untere Heizwerte, Emissionsfaktoren, Oxidationsfaktoren und andere Parameter, die zur Ermittlung von Emissionen gemäß Pos. 1 bis 10 des Kapitels II herangezogen werden; ggf. wird dabei auf Laboranalysen zurückgegriffen. Die jeweiligen Ansätze sowie die gewählte Methode zur flankierenden Berechnung sind im Monitoringkonzept festzulegen und müssen von der zuständigen Verwaltung genehmigt werden.

Wird beim Vergleich mit den Berechnungsergebnissen klar, dass die Messergebnisse nicht stichhaltig sind, so greift der Anlagenbetreiber auf die in diesem Abschnitt vorgesehenen Ersatzwerte zurück.

3. Unsicherheitsbewertung

3.1. Berechnung

Der Anlagenbetreiber muss sich bei der Emissionsberechnung über die wichtigsten Unsicherheitsquellen im Klaren sein.

Nach Maßgabe der Berechnungsmethode gemäß Artikel 8 genehmigt die zuständige Verwaltung die Ebenenkombination für die einzelnen Stoffströme der betreffenden Anlage wie auch alle anderen Details der Überwachungsmethode für die Anlage, wie sie aus der Genehmigung der Anlage hervorgehen. Dabei stimmt sie auch den Unsicherheiten zu, die sich aus der korrekten Anwendung der genehmigten Überwachungsmethode direkt ergeben. Dies ergibt sich aus dem Inhalt der Genehmigung.

Die Angabe der zugrunde gelegten Ebenenkombinationen im Emissionsbericht gilt als Meldung von Unsicherheiten. Folglich werden bei einer Ermittlung der Emissionen anhand von Berechnungen keine weiteren Anforderungen in Bezug auf die Meldung von Unsicherheiten gestellt.

Die Unsicherheit, die für die im Rahmen des Ebenenkonzepts angewandten Messeinrichtungen ermittelt wird, umfasst die angegebene Unsicherheit der eingesetzten Messgeräte, Unsicherheiten im Zusammenhang mit der Kalibrierung sowie alle weiteren Unsicherheiten, die sich aus dem Einsatz der Messgeräte in der Praxis ergeben. Die im Rahmen des Ebenenkonzepts vorgegebenen Schwellenwerte beziehen sich auf die Unsicherheit in Bezug auf den Wert für einen Berichtszeitraum.

Für kommerzielle Brennstoffe bzw. kommerzielle Materialien kann die zuständige Verwaltung genehmigen, dass der Anlagenbetreiber den jährlichen Brennstoff-/Materialstrom ausschließlich auf der Grundlage der in Rechnung gestellten Brennstoff- bzw. Materialmenge bestimmt, ohne dass damit verbundene Unsicherheiten einzeln nachgewiesen werden müssen, vorausgesetzt, durch Rechtsvorschriften oder die nachweisliche Anwendung maßgeblicher regionaler, nationaler oder internationaler Normen ist gewährleistet, dass im Handelsgeschäft die jeweiligen Unsicherheitsanforderungen für Tätigkeitsdaten erfüllt sind.

In allen anderen Fällen ist der Anlagenbetreiber gehalten, den Unsicherheitsgrad im Zusammenhang mit der Bestimmung von Tätigkeitsdaten für jeden Stoffstrom schriftlich zu belegen, um Übereinstimmung mit den in Pos. 1 bis 10 von Kapitel II dieser Anlage festgelegten Unsicherheitsschwellen nachzuweisen. Die Anlagenbetreiber stützen ihre Berechnungen auf die Spezifikationen der Messgerätehersteller. Liegen keine Spezifikationen vor, so veranlasst der Anlagenbetreiber, dass eine Unsicherheitsbewertung für das Messinstrument vorgenommen wird. Dabei berücksichtigt er in beiden Fällen notwendige Korrekturen dieser Spezifikationen, die im Zuge der praktischen Anwendung des Geräts durch Alterung, Umgebungsbedingungen, Kalibrierung und Wartung möglicherweise erforderlich werden. Diese Korrekturen können mit einer konservativen Sachverständigenbeurteilung einhergehen.

Soweit Messsysteme angewandt werden, tragen die Anlagenbetreiber der kumulativen Wirkung aller Komponenten des Messsystems auf die Unsicherheit der jährlichen Tätigkeitsdaten mit Hilfe des Fehlerfortpflanzungsgesetzes (3) Rechnung, das zwei geeignete Regeln für das Kombinieren unkorrelierter Unsicherheiten bei Addition und Multiplikation oder für das Erreichen konservativer Angleichungen enthält, soweit voneinander abhängige Unsicherheiten auftreten:

- a) bei Unsicherheit einer Summe (z. B. einzelne Beiträge zu einem Jahreswert):
- bei unabhängigen Unsicherheiten:

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

- bei voneinander abhängigen Unsicherheiten:

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

wobei:

U_{total}: die Unsicherheit der Summe, ausgedrückt als Prozentsatz;

x_i und U_i: die unsicheren Größen bzw. der Prozentsatz der mit ihnen assoziierten Unsicherheiten.

b) bei Unsicherheit eines Produktes (z. B. unterschiedlicher Parameter, die zur Umrechnung eines Messergebnisses in Massenstromdaten verwendet werden):

- bei unabhängigen Unsicherheiten:

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

- bei voneinander abhängigen Unsicherheiten:

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

wobei:

U_{total}: die Unsicherheit des Produktes, ausgedrückt als Prozentsatz;

U_i: der Prozentsatz der mit den einzelnen Größen assoziierten Unsicherheiten.

Der Anlagenbetreiber ist gehalten, in seinem Emissionsbericht die verbleibenden Unsicherheiten für die Emissionsdaten im Verfahren zur Qualitätssicherung und Qualitätskontrolle zu behandeln und zu verringern.

3.2. Messung

Ein Anlagenbetreiber kann die Anwendung der Messmethodik dadurch begründen, dass diese zuverlässig eine niedrigere Unsicherheit in sich birgt als die entsprechende Berechnungsmethodik (siehe Artikel 2). Zu diesem Zweck dokumentieren die Anlagenbetreiber die quantitativen Ergebnisse einer umfassenderen Unsicherheitsanalyse, wobei unter Berücksichtigung von EN 14181 folgenden Unsicherheitsquellen Rechnung getragen wird:

- die spezifizierte Unsicherheit der Geräte für kontinuierliche Messungen,
- Unsicherheiten im Zusammenhang mit der Kalibrierung,

- weiteren Unsicherheiten im Zusammenhang mit der Art der Anwendung der Überwachungsinstrumente in der Praxis.

Auf Basis der Begründung des Anlagenbetreibers kann die zuständige Verwaltung den Einsatz eines Systems zur kontinuierlichen Emissionsmessung für bestimmte oder alle Emissionsquellen innerhalb der Anlage wie auch alle anderen Details der für diese Emissionsquelle angewandten Überwachungsmethode, wie sie in der Emissionsgenehmigung der Anlage enthalten sein müssen, genehmigen. Dabei stimmt sie auch den Unsicherheiten zu, die sich aus der korrekten Anwendung der genehmigten Überwachungsmethode direkt ergeben. Dies ergibt sich aus dem Inhalt der Genehmigung.

Der Anlagenbetreiber gibt die Unsicherheitsfaktoren, die sich aus dieser umfassenden Unsicherheitsanalyse ergeben, in seinem Jahresbericht an die zuständige Verwaltung für die betreffenden Quellen und Emissionsströme an, bis die zuständige Verwaltung die Entscheidung für eine Messung und gegen eine Berechnung überprüft und eine Neuberechnung der Unsicherheitsfaktoren fordert. Die Angabe dieses Unsicherheitswertes im Emissionsbericht gilt als Meldung einer Unsicherheit.

Der Anlagenbetreiber ist gehalten, in seinem Emissionsbericht die verbleibenden Unsicherheiten für die Emissionsdaten im Verfahren zur Qualitätssicherung und Qualitätskontrolle zu behandeln und zu verringern.

3.3. Besondere Bestimmung

Vorliegender Punkt ist auf die Anlagen mit geprüften berichteten Emissionen von durchschnittlich weniger als 25 000 CO₂ Tonnen pro Jahr während der vorangegangenen Handelsperiode anwendbar. Sind die berichteten Emissionsdaten nicht mehr gültig, weil sich die Betriebsbedingungen oder die Anlage selbst geändert haben, oder fehlt die Zeitreihe geprüfter historischer Emissionen, muss, damit vorliegender Punkt anwendbar sein kann, die zuständige Verwaltung eine konservative Prognose von Emissionen für die kommenden fünf Jahre von weniger als 25 000 Tonnen fossilem CO₂/Jahr genehmigt haben.

Erforderlichenfalls kann der Anlagenbetreiber zur Schätzung der Unsicherheit von Tätigkeitsdaten Informationen des Lieferanten der betreffenden Messinstrumente verwenden, unabhängig von den jeweiligen Einsatzbedingungen.

4. Emissionsfaktoren

Hier werden Referenzemissionsfaktoren für den Ebene-1-Ansatz genannt, durch die eine Verwendung nicht tätigkeitsspezifischer Emissionsfaktoren ermöglicht wird. Sollte ein Brennstoff keiner bestehenden Kategorie angehören, so kann der Anlagenbetreiber den verwendeten Brennstoff entsprechend seines Fachwissens einer verwandten Brennstoffkategorie zuordnen. Allerdings muss dies durch die zuständige Verwaltung genehmigt werden.

Brennstoffemissionsfaktoren bezogen auf den unteren Heizwert (Hu) und massenbezogene untere Heizwerte

Brennstofftyp	Emissionsfaktor (t CO ₂ /TJ)	Unterer Heizwert (TJ/Gg)
	2006 IPCC-Leitlinien (ausgenommen Biomasse)	2006 IPCC-Leitlinien
Rohöl	73,3	42,3
Orimulsion	76,9	27,5
Erdgas	64,1	44,2
Benzin	69,2	44,3
Kerosin	71,8	43,8
Schieferöl	73,3	38,1
Gas/Dieselmotorkraftstoff	74,0	43,0
Rückstandsöl	77,3	40,4
Flüssiges Erdöl	63,0	47,3
Ethan	61,6	46,4
Rohbenzin	73,3	44,5
Bitumen	80,6	40,2
Schmieröl	73,3	40,2
Petrolkoks	97,5	32,5
Ausgangsmaterial für Raffinerien	73,3	43,0
Raffineriegas	51,3	49,5
Paraffinwachs	73,3	40,2
Raffinerie-Halbfertigerzeugnisse (White Spirit & SBP)	73,3	40,2
Sonstige Öle	73,3	40,2
Anthrazit	98,2	26,7
Kokskohle	94,5	28,2
Sonstige Fettkohle	94,5	25,8
Subbituminöse Kohle	96,0	18,9
Braunkohle	101,1	11,9
Ölschiefer und Teersand	106,6	8,9
Patent fuels (Presskohle, Briketts)	97,5	20,7
Kokereikoks & Braunkohlenkoks	107,0	28,2
Gaskoks	107,0	28,2
Kohlenteer	80,6	28,0

Brennstofftyp	Emissionsfaktor (t CO ₂ /TJ)	Unterer Heizwert (TJ/Gg)
	2006 IPCC-Leitlinien (ausgenommen Biomasse)	2006 IPCC-Leitlinien
Gas aus Gaswerken	44,7	38,7
Kokereigas	44,7	38,7
Gichtgas	259,4	2,5
Sauerstoffaufblaskonvertergas	171,8	7,1
Erdgas	56,1	48,0
Industrieabfälle	142,9	n.r.
Altöle	73,3	40,2
Torf	105,9	9,8
Holz/Holzabfälle	0,0	15,6
Andere primäre feste Biomasse	0,0	11,6
Holzkohle	0,0	29,5
Biobenzin	0,0	27,0
Biodiesel	0,0	27,0
Andere flüssige Biokraftstoffe	0,0	27,4
Deponiegas	0,0	50,4
Klärgas	0,0	50,4
Anderes Biogas	0,0	50,4
	Sonstige Quellen:	Sonstige Quellen:
Altreifen	85,0	n.r.
Kohlenmonoxid	155,2	10,1
Methan	54,9	50,0

5. Liste CO₂-neutraler Biomasse

Diese Liste enthält Materialien, die zum Zweck dieser Monitoring-Leitlinien als Biomasse angesehen und mit einem Emissionsfaktor von 0 [t CO₂/TJ oder t oder Nm³] gewichtet werden. Torf und fossile Anteile der unten aufgeführten Stoffe sind nicht als Biomasse zu betrachten. Soweit visuell oder geruchlich keine Kontamination mit anderem Material oder anderen Brennstoffen festgestellt werden kann, brauchen keine Analysen durchgeführt zu werden, um die Reinheit von Stoffen der Gruppen 1 und 2 nachzuweisen.

Gruppe 1 — Pflanzen und Pflanzenteile:

- Stroh,
- Heu und Gras,
- Blätter, Holz, Wurzeln, Baumstümpfe, Rinde,
- Kulturpflanzen, z.B. Mais und Triticale.

Gruppe 2 — Biomasse-Abfälle, -Erzeugnisse und -Nebenerzeugnisse:

- industrielle Holzabfälle (Abfallholz aus der Holzbearbeitung und -verarbeitung sowie Abfallholz aus der Holzwerkstoffindustrie),
- Gebrauchtholz (gebrauchte Erzeugnisse aus Holz, Holzwerkstoffen) sowie Erzeugnisse und Nebenerzeugnisse aus der Holzverarbeitung,
- holzartige Abfälle aus der Zellstoff- und Papierindustrie, z. B. Schwarzlauge (mit ausschließlich Biomasse-Kohlenstoff),
- rohes Tallöl, Tallöl und Pech aus der Zellstoffindustrie,
- forstwirtschaftliche Rückstände,
- Lignin aus der Verarbeitung lignozellulose-haltiger Pflanzen,
- Tier-, Fisch- und Lebensmittelmehl, Fett, Öl und Talg,
- Primärrückstände aus der Lebensmittel- und Getränkeindustrie,
- Pflanzenöle und -fette,
- Dung,
- Rückstände landwirtschaftlicher Nutzpflanzen,
- Klärschlamm,
- Biogas aus der Faulung, Gärung oder Vergasung von Biomasse,
- Hafenschlamm und andere Schlämme und Sedimente aus Gewässern,
- Deponiegas,
- Holzkohle.

Gruppe 3 — Biomasseanteile gemischter Materialien:

- der Biomasseanteil von Treibgut aus der Wasserwirtschaft,
- der Biomasseanteil von gemischten Rückständen aus der Lebensmittel- und Getränkeherstellung,
- der Biomasseanteil von Verbundwerkstoffen mit Holzanteil,
- der Biomasseanteil textiler Abfälle,
- der Biomasseanteil von Papier, Karton, Pappe,

- der Biomasseanteil von Industrie- und Siedlungsabfällen,
- der Biomasseanteil von fossilen Kohlenstoff enthaltender Schwarzlauge,
- der Biomasseanteil aufbereiteter Industrie- und Siedlungsabfälle,
- der Biomasseanteil von Ethyl-Tertiär-Butyl-Ether (ETBE),
- der Biomasseanteil von Butanol

Gruppe 4 — Brennstoffe, deren Bestandteile und Zwischenprodukte insgesamt aus der Biomasse erzeugt wurden, insbesondere:

- Bioethanol,
- Biodiesel,
- ETBE/Bioethanol,
- Biomethanol,
- Biodimethylether,
- Bioöl (ein Pyrolyse-Heizöl) und Biogas.

6. Ermittlung tätigkeitsspezifischer Daten und Faktoren

6.1 Ermittlung der spezifischen Heizwerte und der Emissionsfaktoren von Brennstoffen

Welches spezifische Verfahren zur Ermittlung des tätigkeitsspezifischen Emissionsfaktors bzw. welches Probenahmeverfahren für die verschiedenen Brennstoffarten Anwendung finden soll, ist vor Beginn des jeweiligen Berichtszeitraums mit der zuständigen Verwaltung abzustimmen.

Die Verfahren, die für die Brennstoffprobenahme und die Ermittlung des spezifischen Heizwerts, des Kohlenstoffgehalts und des Emissionsfaktors angewandt werden, müssen den einschlägigen CEN-Normen (beispielsweise zu den Verfahren und zur Häufigkeit der Probenahme, zur Ermittlung des spezifischen Brenn- und Heizwerts der verschiedenen Brennstoffarten) entsprechen, sofern solche verabschiedet wurden. Sollten keine einschlägigen CEN-Normen verfügbar sein, so sind die entsprechenden ISO-Normen oder nationalen Normen anzuwenden. Gibt es keine geltenden Normen, so können gegebenenfalls Verfahren angewandt werden, die vorliegenden Normentwürfen oder den Leitlinien hinsichtlich der bewährtesten Praxis ("Best Practice Guidelines") der Industrie, entsprechen, insofern sie von der zuständigen Verwaltung angenommen werden.

Das Labor, das den Emissionsfaktor, den Kohlenstoffgehalt und den unteren Heizwert bestimmt, muss die Anforderungen gemäß Pos. 6.5 erfüllen. Bei heterogenen Stoffen (wie festen Siedlungsabfällen) wird eine sehr viel höhere Zahl von Proben erforderlich sein. Bei den meisten kommerziellen gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen dagegen wird die erforderliche Probenzahl sehr viel geringer sein.

Das Probenahmeverfahren und die Häufigkeit der Analysen für die Bestimmung des Emissionsfaktors, des Kohlenstoffgehalts und des unteren Heizwertes müssen den diesbezüglichen Vorgaben von Pos. 6.6 genügen.

Die in dem jeweiligen mit der Ermittlung des Emissionsfaktors beauftragten Labor angewandten Verfahren sowie alle Ergebnisse sind umfassend zu dokumentieren und aufzubewahren. Die Unterlagen werden der Instanz, die den Emissionsbericht prüft, zur Verfügung gestellt.

6.2 Ermittlung der tätigkeitsspezifischen Oxidationsfaktoren

Welches spezifische Verfahren zur Ermittlung des tätigkeitsspezifischen Oxidationsfaktors bzw. welches Probenahmeverfahren für eine spezifische Brennstoffart Anwendung finden soll, ist vor Beginn des jeweiligen Berichtszeitraums mit der zuständigen Verwaltung abzustimmen.

Die Verfahren, die zur Ermittlung tätigkeitsspezifischer Oxidationsfaktoren (z. B. mittels des Kohlenstoffgehalts von Ruß, Asche, Abwässern und sonstigen Abfällen oder Nebenprodukten) für eine spezifische Tätigkeit angewandt werden, müssen den einschlägigen CEN-Normen entsprechen, sofern solche verabschiedet wurden. Sollten keine einschlägigen CEN-Normen verfügbar sein, so sind die entsprechenden ISO-Normen oder nationalen Normen anzuwenden. Gibt es keine geltenden Normen, so können gegebenenfalls Verfahren angewandt werden, die vorliegenden Normentwürfen oder den Leitlinien hinsichtlich der bewährtesten Praxis ("Best Practice Guidelines") der Industrie, entsprechen, insofern sie von der zuständigen Verwaltung angenommen werden.

Das Labor, das den Oxidationsfaktor bestimmt bzw. die zugrunde liegenden Daten ermittelt, muss die Anforderungen gemäß Pos. 6.5 erfüllen. Das Probenahmeverfahren und die Häufigkeit der Analysen für die Bestimmung relevanter Stoffdaten (z.B. der Kohlenstoffgehalt der Asche), die für die Berechnung des Oxidationsfaktors verwendet werden, müssen den diesbezüglichen Vorgaben von Pos. 6.6 genügen.

Die in dem jeweiligen mit der Ermittlung des Emissionsfaktors beauftragten Labor angewandten Verfahren sowie alle Ergebnisse sind umfassend zu dokumentieren und aufzubewahren. Die Unterlagen werden der Instanz, die den Emissionsbericht prüft, zur Verfügung gestellt.

6.3 Bestimmung der Prozessemissionsfaktoren und der Zusammensetzungsdaten

Welches spezifische Verfahren zur Ermittlung des tätigkeitsspezifischen Emissionsfaktors bzw. welches Probenahmeverfahren für die verschiedenen Eingangsmaterialarten Anwendung finden soll, ist vor Beginn des jeweiligen Berichtszeitraums mit der zuständigen Verwaltung abzustimmen.

Die Verfahren, die für die Probenahme bzw. die Ermittlung der Zusammensetzung des betreffenden Eingangsmaterials oder für die Ableitung eines Prozessemissionsfaktors angewandt werden, müssen den einschlägigen CEN-Normen entsprechen, sofern solche verabschiedet wurden. Sollten keine einschlägigen CEN-Normen verfügbar sein, so sind die entsprechenden ISO-Normen oder nationalen Normen anzuwenden. Gibt es keine geltenden Normen, so können gegebenenfalls Verfahren angewandt werden, die vorliegenden Normentwürfen oder den Leitlinien hinsichtlich der bewährtesten Praxis ("Best Practice Guidelines") der Industrie, entsprechen, insofern sie von der zuständigen Verwaltung angenommen werden.

Das beauftragte Labor muss die Anforderungen gemäß Pos. 6.5 dieses Anhangs erfüllen. Das Probenahmeverfahren und die Häufigkeit der Analysen entsprechen den diesbezüglichen Vorgaben von Pos. 6.6.

Die in dem jeweiligen mit der Bestimmung des Emissionsfaktors bzw. der Ermittlung der Zusammensetzungsdaten beauftragten Labor angewandten Verfahren sowie alle Ergebnisse sind umfassend zu dokumentieren und aufzubewahren. Die Unterlagen werden der Instanz, die den Emissionsbericht prüft, zur Verfügung gestellt.

6.4 Ermittlung des Biomasse-Anteils

Der Begriff "Biomasse-Anteil" im Sinne dieser Leitlinien meint entsprechend der Definition von Biomasse den prozentualen Anteil des brennbaren Biomasse-Kohlenstoffs am gesamten Kohlenstoffgehalt eines Brennstoffgemischs.

Brennstoff bzw. Material gilt als reine Biomasse mit gemäß Artikel 8 vereinfachten Regelungen für Überwachung und Berichterstattung, wenn der Anteil an Nicht-Biomasse 3% der betreffenden Gesamtbrennstoff- oder -materialmenge nicht überschreitet.

Welches spezifische Verfahren zur Ermittlung des Biomasse-Anteils bzw. welches Probenahmeverfahren für die verschiedenen Brennstoffarten Anwendung finden soll, ist vor Beginn des jeweiligen Berichtszeitraums mit der zuständigen Verwaltung abzustimmen.

Die Verfahren die für die Brennstoffprobenahme und die Ermittlung des Biomasse-Anteils angewandt werden, müssen den einschlägigen CEN-Normen entsprechen, sofern solche verabschiedet wurden. Sollten keine einschlägigen CEN-Normen verfügbar sein, so sind die entsprechenden ISO-Normen oder nationalen Normen anzuwenden. Gibt es keine geltenden Normen, so können gegebenenfalls Verfahren angewandt werden, die vorliegenden Normentwürfen oder den Leitlinien hinsichtlich der bewährtesten Praxis ("Best Practice Guidelines") der Industrie, entsprechen, insofern sie von der zuständigen Verwaltung angenommen werden.

Für die Ermittlung des Biomasse-Anteils eines Brennstoffs bieten sich verschiedene Methoden an, die von einer manuellen Sortierung der Bestandteile gemischter Stoffe über differenzielle Methoden, die die Heizwerte einer binären Mischung und deren beiden reinen Bestandteile bestimmen, bis zu einer Kohlenstoff-14-Isotopenanalyse. Die Wahl der Methode hängt von der Art der in Frage stehenden Brennstoffmischung ab. Für Brennstoffe bzw. Material aus einem Produktionsprozess mit definierten und rückverfolgbaren Einsatzmaterialströmen kann der Anlagenbetreiber den Biomasseanteil alternativ auf der Grundlage einer Massenbilanz des den Prozess durchlaufenden fossilen und biogenen Kohlenstoffes bestimmen. Die jeweilige Methode muss von der zuständigen Verwaltung genehmigt werden.

Das mit der Bestimmung des Biomasseanteils beauftragte Labor muss die Anforderungen von Pos. 6.5 dieses Anhangs erfüllen.

Die Probenahmeverfahren und die Häufigkeit der Analysen zur Bestimmung des Biomasseanteils von Brennstoffen bzw. Materialien müssen die Anforderungen von Pos. 6.6 dieses Anhangs erfüllen.

Die in dem jeweiligen mit der Bestimmung des Biomasse-Anteils beauftragten Labor angewandten Verfahren sowie alle Ergebnisse sind umfassend zu dokumentieren und aufzubewahren. Die Unterlagen werden der Instanz, die den Emissionsbericht prüft, zur Verfügung gestellt.

Ist eine Bestimmung des Biomasse-Anteils eines Brennstoffgemischs aus technischen Gründen nicht möglich oder würde eine solche Analyse unverhältnismäßig hohe Kosten verursachen, so muss der Anlagenbetreiber entweder einen Biomasse-Anteil von 0% zugrunde legen (d.h. er muss annehmen, dass der in dem in Frage stehenden Brennstoff enthaltene Kohlenstoff vollständig fossiler Natur ist) oder eine von der zuständigen Verwaltung zu genehmigende Schätzmethode vorschlagen.

6.5. Kriterien für die Bestimmung von Brennstoff- und Materialeigenschaften

6.5.1. Inanspruchnahme akkreditierter Laboratorien

Das Labor, das mit der Bestimmung des Emissionsfaktors, des unteren Heizwertes, des Oxidationsfaktors, des Kohlenstoffgehalts, des Biomasseanteils oder von Zusammensetzungsdaten beauftragt wird, sollte gemäß EN ISO 17025 ("Allgemeine Anforderungen an die Kompetenz von Prüf- und Kalibrierlaboratorien") akkreditiert sein.

6.5.2. Inanspruchnahme nicht akkreditierter Laboratorien

Es sind vorzugsweise Laboratorien zu beauftragen, die gemäß EN ISO 17025:2005 akkreditiert wurden. Die Inanspruchnahme nicht akkreditierter Laboratorien ist auf Fälle zu begrenzen, in denen der Anlagenbetreiber der zuständigen Verwaltung nachweisen kann, dass das Labor Anforderungen erfüllt, die denen der EN ISO 17025:2005 gleichwertig sind. Eine Liste der betreffenden Laboratorien und Analyseverfahren ist in dem für die Anlage erstellten Monitoringkonzept aufzunehmen. Gleichwertigkeit in Bezug auf Qualitätsmanagement könnte im Wege einer akkreditierten Zertifizierung des Labors nach EN ISO 9001:2000 nachgewiesen werden. Ferner ist der Nachweis zu erbringen, dass das Labor fachlich kompetent und in der Lage ist, mit entsprechenden Analyseverfahren technisch stichhaltige Ergebnisse zu erzielen.

Unter der Verantwortung des Anlagenbetreibers führt jedes nicht akkreditierte Labor, das vom Anlagenbetreiber mit der Bestimmung von Stoffdaten für die Emissionsberechnung beauftragt wird, folgende Maßnahmen durch.

a) Validierung

Analysemethoden, die von einem nicht akkreditierten Labor angewandt werden sollen, sind von einem nach EN ISO 17025:2005 akkreditierten Labor gegen eine Referenzmethode zu validieren. Die Validierung erfolgt vor dem oder zu Beginn des Vertragsverhältnisses zwischen Anlagenbetreiber und Labor. Sie setzt voraus, dass eine ausreichende Anzahl von Proben, mindestens aber fünf Proben, die für den erwarteten Wertebereich repräsentativ sind, einschließlich einer Blindprobe für jeden relevanten Stoffparameter und Brennstoff bzw. Material, so oft analysiert wird, wie dies zur Charakterisierung der Reproduzierbarkeit der Methode und zur Ermittlung der Kalibrierkurve des Instruments erforderlich ist

b) Vergleichsuntersuchung

Einmal jährlich führt ein nach EN ISO 17025:2005 akkreditiertes Labor eine Vergleichsuntersuchung der Analyseergebnisse durch, wobei eine repräsentative Probe jedes Brennstoffs bzw. Materials mindestens fünf Mal nach der Referenzmethode auf die einzelnen Parameter analysiert wird.

Der Anlagenbetreiber nimmt für alle maßgeblichen Daten des betreffenden Jahres konservative Anpassungen vor (damit Emissionen nicht unterschätzt werden), wenn zwischen den Ergebnissen des nicht akkreditierten Labors und denen des akkreditierten Labors Unterschiede festgestellt werden, die zu einer Unterschätzung der Emissionen führen könnten. Jeder statistisch signifikante (2σ) Unterschied zwischen den Endergebnissen (z. B. für die Zusammensetzungsdaten) des nicht akkreditierten und des akkreditierten Labors wird der zuständigen Verwaltung angezeigt und unter der Überwachung eines nach EN ISO 17025:2005 akkreditierten Labors umgehend abgeklärt.

6.5.3. Online-Gasanalytoren und Gaschromatografen

Die Verwendung von Online-Gaschromatografen und von extraktiven oder nicht extraktiven Gasanalytoren zur Emissionsermittlung im Sinne dieser Leitlinien muss von der zuständigen Verwaltung genehmigt werden. Die Anwendung dieser Systeme wird auf die Bestimmung von Zusammensetzungsdaten für gasförmige Brennstoffe und Materialien begrenzt. Die Anlagenbetreiber dieser Systeme sind an die Anforderungen der EN ISO 9001:2000 gebunden. Der Nachweis der Erfüllung dieser Anforderungen kann in Form einer Zertifizierung des Systems durch eine Akkreditierungsstelle erbracht werden. Kalibrierdienste und Lieferanten von Kalibriergasen müssen nach EN ISO 17025:2005 akkreditiert sein.

Gegebenenfalls wird das Instrument von einem nach EN ISO 17025:2005 akkreditierten Labor erstmals und danach in Jahresabständen nach EN ISO 10723:1995 "Erdgas — Bewertung der Leistungsfähigkeit von Online-Analysesystemen" validiert. In allen anderen Fällen gibt der Anlagenbetreiber die erste Validierung und die jährlichen Vergleichsuntersuchungen in Auftrag:

a) Erstvalidierung

Die Validierung muss vor dem 31. Januar 2008 oder als Teil der Inbetriebnahme für ein neues System erfolgen. Sie setzt voraus, dass ein Satz von mindestens fünf Proben, die für den erwarteten Wertebereich repräsentativ sind, einschließlich einer Blindprobe für jeden relevanten Parameter und Brenn-/Rohstoff, so oft analysiert wird, wie dies zur Charakterisierung der Reproduzierbarkeit der Methode und zur Ermittlung der Kalibrierkurve des Instruments erforderlich ist.

b) Jährliche Vergleichsuntersuchung

Die Vergleichsuntersuchung der Analyseergebnisse wird mindestens ein Mal jährlich von einem nach EN ISO 17025:2005 akkreditierten Labor durchgeführt, wobei eine repräsentative Brennstoff- oder Materialprobe nach der Referenzmethode wiederholt auf die einzelnen Parameter analysiert wird.

Der Anlagenbetreiber nimmt für alle maßgeblichen Daten des betreffenden Jahres konservative Anpassungen vor (damit Emissionen nicht unterschätzt werden), wenn zwischen den Ergebnissen des Gasanalysatoren oder des Gaschromatografen und denen des akkreditierten Labors Unterschiede festgestellt werden, die zu einer Unterschätzung der Emissionen führen könnten. Jeder statistisch signifikante (2σ) Unterschied zwischen den Endergebnissen (z.B. für die Zusammensetzungsdaten) des Gasanalysatoren oder des Gaschromatografen und des akkreditierten Labors wird der zuständigen Verwaltung angezeigt und unter der Überwachung eines nach EN ISO 17025:2005 akkreditierten Labors umgehend geklärt.

6.5.4. Besondere Bestimmungen

Vorliegender Punkt ist auf die Anlagen mit geprüften berichteten Emissionen von durchschnittlich weniger als 25 000 CO₂ Tonnen pro Jahr während der vorangegangenen Handelsperiode anwendbar. Sind die berichteten Emissionsdaten nicht mehr gültig, weil sich die Betriebsbedingungen oder die Anlage selbst geändert haben, oder fehlt die Zeitreihe geprüfter historischer Emissionen, muss, damit vorliegender Punkt anwendbar sein kann, die zuständige Verwaltung eine konservative Prognose von Emissionen für die kommenden fünf Jahre von weniger als 25 000 Tonnen fossilem CO₂/Jahr genehmigt haben.

a) Es kann auf die Akkreditierung nach EN ISO 17025:2005 verzichtet werden, wenn das betreffende Labor:

- schlüssig nachweist, dass es fachlich kompetent und in der Lage ist, mit geeigneten Analyseverfahren technisch stichhaltige Ergebnisse zu erzielen, und

- jährlich an Vergleichsuntersuchungen teilnimmt und anschließend die erforderlichen Anpassungen vornimmt.

b) Der Brennstoff- bzw. Materialverbrauch kann anhand von Rechnungsunterlagen und Schätzungen der Bestandsveränderungen bestimmt werden, ohne dass der Unsicherheitsfaktor weiter berücksichtigt werden muss

6.6. Probenahmemethoden und Häufigkeit der Analysen

Die Bestimmung des betreffenden Emissionsfaktors, unteren Heizwertes, Oxidationsfaktors, Umsetzungsfaktors, Kohlenstoffgehalts, Biomasseanteils oder der relevanten Zusammensetzungsdaten erfolgt nach allgemein anerkannten Verfahren für repräsentative Probenahmen, solange sie von der zuständigen Verwaltung akzeptiert wird. Der Anlagenbetreiber muss den Nachweis erbringen, dass die Probenahme repräsentativ und frei von systematischen Fehlern erfolgt. Der jeweilige Stoffparameter findet nur auf die Lieferperiode oder die Brennstoff- bzw. Materialcharge Anwendung, für die er repräsentativ sein sollte.

Im Allgemeinen erfolgt die Analyse anhand einer Probe, die aus mehreren (z. B. 10-100) Einzelproben zusammengestellt wird, die über einen bestimmten Zeitraum (z.B. einen Tag oder mehrere Monate lang) gesammelt wurden, sofern der betreffende Brennstoff bzw. das betreffende Material gelagert werden kann, ohne dass sich seine Zusammensetzung verändert.

Die Probenahme und die Häufigkeit der Analysen müssen gewährleisten, dass der Jahresdurchschnitt des betreffenden Stoffparameters mit einer maximalen Unsicherheit von weniger als 1/3 der maximalen Unsicherheit bestimmt wird, die in Bezug auf die zugelassene Ebene für die Tätigkeitsdaten desselben Stoffstroms vorgesehen ist.

Sollte der Anlagenbetreiber nicht in der Lage sein, das Kriterium der höchstzulässigen Unsicherheit für den Jahreswert zu erfüllen bzw. nachzuweisen, dass die Schwellenwerte eingehalten werden, so sind ggf. die Analysen in der in Tabelle 5 vorgesehenen Mindesthäufigkeit durchzuführen. In allen anderen Fällen setzt die zuständige Verwaltung die Analysehäufigkeit fest.

Indikative Mindesthäufigkeit der Analysen

Brennstoff / Material	Häufigkeit der Analysen
Erdgas	Mindestens wöchentlich
Prozessgas (Raffineriemischgas, Kokereigas, Gichtgas und Konvertergas)	Mindestens täglich — nach geeigneten Verfahren zu unterschiedlichen Tageszeiten
Heizöl	Alle 20 000 Tonnen und mindestens sechsmal jährlich
Kohle, Kokskohle, Petrolkoks	Alle 20 000 Tonnen und mindestens sechsmal jährlich
Feste Abfälle (rein fossil oder gemischt Biomasse-fossil)	Alle 5 000 Tonnen und mindestens viermal jährlich
Flüssige Abfälle:	Alle 10 000 Tonnen und mindestens viermal jährlich
Karbonatminerale (z. B. Kalkstein und Dolomit)	Alle 50 000 Tonnen und mindestens viermal jährlich
Tone und Schiefer	Rohstoffmenge, die 50 000 Tonnen CO ₂ entspricht und mindestens viermal jährlich
Anderer Input- und Output-Materialströme in der Massenbilanz (gilt nicht für Brennstoffe oder Reduktionsmittel)	Alle 20 000 Tonnen und mindestens einmal jährlich
Anderer Materialien	Je nach Materialart und Variation: Materialmenge, die 50 000 Tonnen CO ₂ entspricht und mindestens viermal jährlich

Kapitel II. — Spezifische Leitlinien

1. Spezifische Leitlinien für Emissionen aus der Verbrennung

1.1. Abgrenzung und Tragweite der Überwachung

Die nachstehend enthaltenen tätigkeitsspezifischen Leitlinien dienen der Überwachung von CO₂-Emissionen aus Feuerungsanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung über 20 MW (ausgenommen Anlagen für die Verbrennung von gefährlichen oder Siedlungsabfällen), wie sie in Artikel 1 des vorliegenden Erlasses aufgeführt sind, sowie für die Überwachung von Emissionen aus der Verbrennung im Zusammenhang mit anderen Tätigkeiten, die in diesem Artikel und den sonstigen nachstehend angeführten Punkten erwähnt sind. Für relevante Prozesse der petrochemischen Industrie kann auch, soweit sie unter Artikel 1 des vorliegenden Erlasses fallen, Pos. 2 dieses Kapitels herangezogen werden.

Die Überwachung von CO₂-Emissionen aus Verbrennungsprozessen erstreckt sich auf Emissionen aus der Verbrennung aller Brennstoffe in einer Anlage wie auch auf Emissionen aus der Abgaswäsche beispielsweise zur Entfernung von SO₂. Emissionen aus Verbrennungsmotoren in zu Beförderungszwecken genutzten Maschinen/Geräten unterliegen nicht der Überwachungs- und Berichterstattungspflicht. Alle CO₂-Emissionen einer Anlage aus der

Verbrennung von Brennstoffen sind eben dieser zuzuordnen, und zwar unabhängig davon, ob Wärme oder Energie an andere Anlagen abgegeben wurde. Emissionen, die im Zusammenhang mit der Erzeugung von weitergeleiteter Wärme oder Energie entstehen, sind der Anlage zuzurechnen, in der diese erzeugt wurde, und nicht der Anlage, an die diese abgegeben wurde.

Emissionen einer angrenzenden Verbrennungsanlage, die ihren Brennstoff im Wesentlichen von einem integrierten Hüttenwerk bezieht, jedoch mit einer separaten Genehmigung für Treibhausgasemissionen betrieben wird, können als Teil des Massenbilanzansatzes für dieses Hüttenwerk berechnet werden, wenn der Anlagenbetreiber der zuständigen Verwaltung glaubhaft nachweisen kann, dass sich die Gesamtunsicherheit der Emissionsbestimmung dadurch verringern lässt.

1.2. Bestimmung von CO₂-Emissionen

Zu den Feuerungsanlagen, aus denen CO₂-Emissionen freigesetzt werden können, zählen:

- Heizkessel
- Brenner
- Turbinen
- Öfen
- Heizgeräte
- Industrieöfen
- Verbrennungsöfen
- Brennöfen
- Trockner
- Motoren
- Fackeln
- Abgaswäscher (Prozessemissionen)
- sonstige Geräte oder Maschinen, die mit Brennstoff betrieben werden, mit Ausnahme von Geräten oder Maschinen mit Verbrennungsmotoren, die zu Beförderungszwecken genutzt werden.

1.2.1. Berechnung von CO₂-Emissionen

1.2.1.1. CO₂-Verbrennungsemissionen

1.2.1.1.1. Verbrennungstätigkeiten allgemein

CO₂-Emissionen aus der Verbrennung sind zu berechnen, indem der Energiegehalt eines jeden eingesetzten Brennstoffs mit einem Emissionsfaktor und einem Oxidationsfaktor multipliziert wird. Demnach wird für jeden Brennstoff, der im Zusammenhang mit einer Tätigkeit eingesetzt wird, folgende Berechnung angestellt:

CO₂-Emissionen = Tätigkeitsdaten x Emissionsfaktor x Oxidationsfaktor

wobei:

a) Tätigkeitsdaten

Die Tätigkeitsdaten werden als Nettoenergiegehalt des Brennstoffs [TJ] ausgedrückt, der während des Berichtszeitraums verbraucht wurde. Der Energiegehalt des Brennstoffverbrauchs wird anhand der folgenden Formel berechnet:

Energiegehalt des Brennstoffverbrauchs [TJ] = verbrauchter Brennstoff [t oder Nm³] * spezifischer Heizwert des Brennstoffs [TJ/t oder TJ/Nm³](4)

Wird ein massen- oder volumenbezogener Emissionsfaktor [t CO₂/t oder t CO₂/Nm³] angewandt, so werden die Tätigkeitsdaten als verbrauchte Brennstoffmenge [t oder Nm³] ausgedrückt,

wobei:

a1) Verbrauchter Brennstoff

Ebene 1

Der Anlagenbetreiber bzw. der Brennstofflieferant bestimmt den Brennstoffverbrauch im Berichtszeitraum mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 7,5%, wobei ggf. Bestandsveränderungen berücksichtigt werden.

Ebene 2

Der Anlagenbetreiber bzw. der Brennstofflieferant bestimmt den Brennstoffverbrauch im Berichtszeitraum mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 5%, wobei ggf. Bestandsveränderungen berücksichtigt werden.

Ebene 3

Der Anlagenbetreiber bzw. der Brennstofflieferant bestimmt den Brennstoffverbrauch im Berichtszeitraum mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 2,5%, wobei ggf. Bestandsveränderungen berücksichtigt werden.

Ebene 4

Der Anlagenbetreiber bzw. der Brennstofflieferant bestimmt den Brennstoffverbrauch im Berichtszeitraum mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 1,5%, wobei ggf. Bestandsveränderungen berücksichtigt werden.

a2) Unterer Heizwert

Ebene 1

Für jeden Brennstoff werden Referenzfaktoren gemäß Kapitel I, Pos. 4 der vorliegenden Anlage verwendet.

Ebene 2a

Der Anlagenbetreiber wendet für den betreffenden Brennstoff den landesspezifischen unteren Heizwert an, der von dem betreffenden Mitgliedstaat in seinem letzten Nationalen Treibhausgasinventar an das Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen mitgeteilt wurde.

Ebene 2b

Für kommerzielle Brennstoffe wird der aus dem Lieferschein des Brennstofflieferanten für den betreffenden Brennstoff ersichtliche untere Heizwert angewandt, vorausgesetzt, die Werte wurden nach anerkannten nationalen oder internationalen Normen berechnet.

Ebene 3

Der für die einzelnen Brennstoffchargen repräsentative spezifische Heizwert wird vom Betreiber oder einer von ihm damit beauftragten Stelle in Einklang mit den Vorgaben von Kapitel I, Pos. 6 der vorliegenden Anlage gemessen.

b) Emissionsfaktor

Ebene 1

Für jeden Brennstoff werden Referenzfaktoren gemäß Kapitel I, Pos. 4 der vorliegenden Anlage verwendet.

Ebene 2a

Der Betreiber legt für jeden Brennstoff die Emissionsfaktoren zugrunde, wie sie von der Wallonischen Region in dem letzten Nationalen Treibhausgasinventar, das von der nationalen Klimakommission, eingerichtet durch das Kooperationsabkommen vom 14. November 2002 zwischen der Föderalbehörde, der Flämischen Region, der Wallonischen Region und der Region Brüssel-Hauptstadt über die Erstellung, die Ausführung und die Überwachung eines nationalen Klimaplanes sowie über die Abfassung von Berichten im Rahmen des Rahmenabkommens der Vereinten Nationen über Klimaänderungen und des Protokolls von Kyoto, genehmigt worden ist, mitgeteilt worden sind.

Ebene 2b

Der Betreiber leitet die Emissionsfaktoren für jede Brennstoffcharge anhand eines der folgenden etablierten Proxywerte ab:

einer Dichtemessung von spezifischen Ölen oder Gasen, die z.B. üblicherweise in Raffinerien oder in der Stahlindustrie eingesetzt werden, und dem unteren Heizwert bestimmter Kohlearten,

in Kombination mit einer empirischen Korrelation, die entsprechend der Bestimmungen von Kapitel I, Pos. 6 der vorliegenden Anlage von einem externen Labor ermittelt wurde. Der Betreiber stellt sicher, dass die Korrelation den Anforderungen der guten Ingenieurpraxis entspricht und dass sie nur auf Proxywerte angewandt wird, für die sie ermittelt wurde.

Ebene 3

Die für die in Frage stehende Charge repräsentativen tätigkeitsspezifischen Emissionsfaktoren werden vom Betreiber, einem externen Labor oder vom Brennstofflieferanten in Einklang mit den Vorgaben von Kapitel I, Pos. 6 der vorliegenden Anlage ermittelt.

c) Oxidationsfaktor

Für die Überwachung kommen folgende Ebenen in Frage:

Ebene 1

Es gilt ein Oxidationsfaktor von 1,0 (5).

Ebene 2

Der Anlagenbetreiber wendet für den betreffenden Brennstoff Oxidationsfaktoren des letzten Nationalen Treibhausgasinventars an, das dem Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen mitgeteilt wurde.

Ebene 3

Der Anlagenbetreiber berechnet die tätigkeitsspezifischen Faktoren für die betreffenden Brennstoffe auf der Grundlage relevanter Kohlenstoffgehalte der Asche, der Abwässer oder anderer Abfälle und Nebenprodukte sowie auf Basis nicht vollständig oxidierter kohlenstoffhaltiger Gase. Die Analysen der Zusammensetzung erfolgen in Einklang mit den Vorgaben von Kapitel I, Pos. 6 der vorliegenden Anlage.

1.2.1.1.2. Massenbilanzansatz: Ruß erzeugende Anlagen und Gasaufbereitungsstationen

Bei Anwendung des Massenbilanzansatzes auf Ruß erzeugende Anlagen und Gasaufbereitungsstationen muss der Kohlenstoffanteil von Einsatzstoffen (Inputs), Beständen, Produkten, Exporten und anderen aus der Anlage abgegebenen Stoffen berücksichtigt werden. Entsprechend werden die Treibhausgasemissionen dieser Anlagen nach folgender Formel berechnet:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen [t CO}_2\text{]} = (\text{Input} - \text{Produkte} - \text{Export} - \text{Bestandsveränderungen}) * \text{Umsetzungsfaktor CO}_2\text{/C}$$

wobei:

- Input [t C]: der gesamte Kohlenstoff, der in der Anlage eingesetzt wird,

- Produkt [t C]: Produkte [t C]: der gesamte Kohlenstoff, der die Anlage in Produkten und Materialien (auch in Nebenprodukten) verlässt.

- Export [t C]: der Kohlenstoff, der exportiert wird und so die Grenzen der Anlage verlässt, z.B. durch Einleitung in die Kanalisation, bei Ablagerung auf einer Deponie oder bei Verlusten. Die Freisetzung von Treibhausgasen in die Atmosphäre gilt nicht als Export.

- Lagerbestandsveränderungen [t C]: die Zunahme der Lagerbestände kohlenstoffhaltiger Materialien innerhalb der Anlage.

Berechnung:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen [t CO}_2\text{]} = (\sum (\text{TätigkeitsdatenInput} * \text{KohlenstoffgehaltInput}) - \sum (\text{TätigkeitsdatenProdukte} * \text{KohlenstoffgehaltProdukte}) - \sum (\text{TätigkeitsdatenExport} * \text{KohlenstoffgehaltExport}) - \sum (\text{TätigkeitsdatenBestandsveränderungen} * \text{KohlenstoffgehaltBestandsveränderungen})) * 3,664$$

wobei:

a) Tätigkeitsdaten

Der Betreiber analysiert die Massenströme in die und aus der Anlage bzw. die diesbezüglichen Lagerbestandsveränderungen für alle relevanten Brenn- und Einsatzstoffe getrennt und erstattet Bericht darüber. Bezieht sich der Kohlenstoffgehalt eines Massenstromes normalerweise auf den Energiegehalt (Brennstoffe), so kann der Anlagenbetreiber zur Berechnung der Massenbilanz den Kohlenstoffgehalt mit Bezug auf den Energiegehalt [t C/TJ] des betreffenden Massenstroms bestimmen und verwenden.

Ebene 1

Die Tätigkeitsdaten für den Berichtszeitraum werden mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 7,5\%$ bestimmt.

Ebene 2

Die Tätigkeitsdaten für den Berichtszeitraum werden mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 5\%$ bestimmt.

Ebene 3

Die Tätigkeitsdaten für den Berichtszeitraum werden mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 2,5\%$ bestimmt.

Ebene 4

Die Tätigkeitsdaten für den Berichtszeitraum werden mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 1,5\%$ bestimmt.

b) Kohlenstoffgehalt

Ebene 1

Der Kohlenstoffgehalt (C) von Input-oder Output-Strömen wird auf Basis von Standardemissionsfaktoren für Brennstoffe oder Materialien gemäß Anhang I Abschnitt 4 der vorliegenden Anlage oder gemäß den Anlagen 3 bis 5 des vorliegenden Kapitels berechnet: b) Kohlenstoffgehalt

$$C - \text{Gehalt} [t / t \text{ oder } TJ] = \frac{\text{Emissionsfaktor} [t \text{ CO}_2 / t \text{ bzw. } TJ]}{3,664 [t \text{ CO}_2 / tC]}$$

Kohlenstoffgehalt

Ebene 2

Der Kohlenstoffgehalt von Input-oder Output-Strömen wird nach Maßgabe der Bestimmungen von Anhang I Abschnitt 6 der vorliegenden Anlage über repräsentative Probenahme von Brennstoffen, Produkten und Nebenprodukten und über die Ermittlung ihres Kohlenstoff- und Biomasseanteils berechnet.

1.2.1.1.3. Fackeln

Emissionen aus dem Abfackeln von Gasen umfassen Emissionen aus routinemäßigem Abfackeln und betriebsbedingtem Abfackeln (Anfahren, Abschalten und Notbetrieb).

Die CO₂-Emissionen werden anhand der Menge abgefackelter Gase [m³] und dem Kohlenstoffgehalt der abgefackelte Gase [t tCO₂/ m³] (einschließlich anorganischem Kohlenstoff) berechnet.

CO-Emissionen = Tätigkeitsdaten x Emissionsfaktor x Oxidationsfaktor

wobei:

a) Tätigkeitsdaten

Ebene 1

Menge der im Berichtszeitraum eingesetzten Fackelgase [m³], abgeleitet anhand einer Volumenmessung mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als $\pm 17,5\%$ je Messvorgang.

Ebene 2

Menge der im Berichtszeitraum eingesetzten Fackelgase [m³], abgeleitet anhand einer Volumenmessung mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als $\pm 12,5\%$ je Messvorgang.

Ebene 3

Menge der im Berichtszeitraum eingesetzten Fackelgase [m³], abgeleitet anhand einer Volumenmessung mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als $\pm 7,5\%$ je Messvorgang.

b) Emissionsfaktor

Ebene 1

Verwendung eines Referenzemissionsfaktors von 0,00393 tCO₂/m³ (zu Standardbedingungen). Dieser Wert wird aus der Verbrennung von reinem Ethan als konservativem Proxywert für Fackelgase abgeleitet.

Ebene 2a

Der Anlagenbetreiber wendet für den betreffenden Brennstoff Emissionsfaktoren des letzten Nationalen Treibhausgasinventar an, das dem Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen mitgeteilt wurde.

Ebene 2b

Anlagenspezifische Emissionsfaktoren werden im Rahmen der Prozessmodellierung nach Industriestandardmodellen anhand einer Schätzung des Molekulargewichts des Gasstromes berechnet. Durch Prüfung der relativen Anteile und Molekulargewichte der betreffenden Stoffströme wird für das Molekulargewicht des Fackelgases ein gewichteter Jahresdurchschnitt errechnet.

Ebene 3

Emissionsfaktor [t CO₂/m³ Fackelgas] berechnet anhand des Kohlenstoffgehalts des abgefackelten Gases in Einklang mit den Vorgaben von Abschnitt 6 des Anhangs I.

c) Oxidationsfaktor

Es können niedrigere Ebenen angewandt werden.

Ebene 1

Oxidationsfaktor 1,0.

Ebene 2

Der Anlagenbetreiber wendet für den betreffenden Brennstoff Oxidationsfaktoren des letzten Nationalen Treibhausgasinventars an, das dem Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen mitgeteilt wurde.

1.2.1.2. CO₂-Verfahrensemissionen:

CO₂-Emissionen aus Industrieprozessen aus dem Einsatz von Karbonat für die SO₂-Wäsche aus dem Abgasstrom werden anhand des gekauften Karbonats (Berechnungsmethode Ebene 1a) oder des erzeugten Gipses (Berechnungsmethode Ebene 1b) berechnet. Die beiden Berechnungsmethoden sind äquivalent. Die Berechnung erfolgt anhand der folgenden Formel:

CO-Emissionen = Tätigkeitsdaten x Emissionsfaktor

wobei:

Berechnungsmethode A "Karbonate"

Die Emissionsberechnung erfolgt auf Basis der Menge des eingesetzten Karbonats:

a) Tätigkeitsdaten

Ebene 1

[t] Trockenkarbonat, das pro Jahr im Prozess eingesetzt wird, gemessen vom Betreiber oder Lieferanten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als $\pm 7,5\%$ je Messvorgang.

b) Emissionsfaktor

Ebene 1

Die stöchiometrischen Verhältnisse der CaCO_3 -Umwandlung [$\text{t tCO}_2/\text{t Trockenkarbonat}$] sind entsprechend Tabelle 1 anzuwenden.

Tabelle 1 Stöchiometrische Emissionsfaktoren

Karbonat	Emissionsfaktor [$\text{t tCO}_2/\text{tCa-Karbonat}$]	Bemerkungen
CaCO_3	0,440	
MgCO_3	0,522	
Allgemein: $\text{X}_Y(\text{CO}_3)_Z$	Emissionsfaktor = $[\text{M}_{\text{CO}_2}] / \{Y \times [\text{M}_X] + Z \times [\text{M}_{\text{CO}_3}{}^{2-}]\}$	X = Erdalkali oder Alkalimetalle M _X = Molekulargewicht von X in [g/mol] M _{CO₂} = Molekulargewicht von CO ₂ = 44 [g/mol] M _{CO₃} = Molekulargewicht von CO ₃ ²⁻ = 60 [g/mol] Y = stöchiometrische Zahl von X = 1 (für Erdalkalimetalle) = 2 (für Alkalimetalle) Z = stöchiometrische Zahl von CO ₃ ²⁻ = 1

Berechnungsmethode B "Gips"

Die Emissionsberechnung erfolgt auf Basis der Menge des erzeugten Gipses:

a) Tätigkeitsdaten

Ebene 1

[t]Trockengips ($\text{CaSO}_4 - 2\text{H}_2\text{O}$) als Prozessoutput pro Jahr gemessen vom Betreiber oder dem gipsverarbeitendem Unternehmen mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als $\pm 7,5\%$ je Messvorgang.

b) Emissionsfaktor

Ebene 1

Stöchiometrisches Verhältnis von Trockengips ($\text{CaSO}_4 - 2\text{H}_2\text{O}$) und CO₂ im Prozess: 0,2558 t tCO₂/t Gips.

1.2.2. Messung von CO₂-Emissionen

Für die Messungen gelten die Leitlinien von Pos. 11 des vorliegenden Kapitels.

2. Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Mineralölraffinerien

2.1. Abgrenzung und Tragweite der Überwachung

Bei der Überwachung der CO₂-Emissionen einer Anlage werden alle Emissionen aus Verbrennungs- und Produktionsprozessen erfasst, die in Raffinerien stattfinden. Emissionen aus Prozessen, die in benachbarten Anlagen der chemischen Industrie stattfinden, die nicht in Artikel 1 des vorliegenden Erlasses aufgeführt und nicht Teil der Produktionskette in Raffinerien sind, sind von den Betrachtungen ausgeschlossen.

2.2. Bestimmung von CO₂-Emissionen

Potenzielle CO₂-Emissionsquellen:

a) energiebezogene Emissionen aus der Verbrennung:

- Heizkessel
- Prozessrohlerhitzer
- Verbrennungsmotoren/Turbinen
- katalytische und thermische Oxidatoren
- Kokskalzineröfen
- Löschwasserpumpen
- Not-/Ersatzgeneratoren
- Fackeln
- Verbrennungsöfen
- Cracker

b) Prozess:

- Wasserstoffanlagen
- katalytische Regeneration (durch katalytisches Cracken und andere katalytische Verfahren)
- Kokereien (Flexicoking, Delayed Coking)

2.2.1. Berechnung von CO₂-Emissionen

2.2.1.1. CO₂ Verbrennungsemissionen

Die Emissionen aus der Verbrennung sind in Einklang mit den Vorgaben von Pos. 1° des vorliegenden Kapitels zu überwachen.

2.2.1.2. CO₂-Verfahrensemissionen:

Spezifische Prozesse, bei denen CO₂ emittiert wird

1. 1. Regeneration katalytischer Cracker, Regeneration anderer Katalysatoren und Flexi-Coking

Der auf dem Katalysator abgelagerte Koks (als Nebenprodukt) des Crackverfahrens wird im Regenerator verbrannt, um die Aktivität des Katalysators wiederherzustellen. In anderen Raffinationsprozessen wird ein Katalysator eingesetzt, der regeneriert werden muss, z.B. bei der katalytischen Reformierung.

Die Emissionen werden anhand einer Materialbilanz berechnet, wobei der Zustand und die Zusammensetzung von zugeführter Luft und Abgasen berücksichtigt wird. Jegliches CO im Abgas wird rechnerisch wie CO₂ behandelt (6).

Die Analyse von zugeführter Luft und Abgasen und die Wahl der Ebenen erfolgt nach Maßgabe von Kapitel I, Pos. 6 der vorliegenden Anlage.

Der spezifische Berechnungsansatz wird von der zuständigen Verwaltung als Teil der Prüfung des Monitoring-konzepts und der darin festgeschriebenen Überwachungsmethode genehmigt.

Ebene 1

Für jede Emissionsquelle muss im Berichtszeitraum für alle Emissionen zusammengerechnet eine Gesamtunsicherheit von weniger als $\pm 10\%$ erreicht werden.

Ebene 2

Für jede Emissionsquelle muss im Berichtszeitraum für alle Emissionen zusammengerechnet eine Gesamtunsicherheit von weniger als $\pm 7,5\%$ erreicht werden.

Ebene 3

Für jede Emissionsquelle muss im Berichtszeitraum für alle Emissionen zusammengerechnet eine Gesamtunsicherheit von weniger als $\pm 5\%$ erreicht werden.

Ebene 4

Für jede Emissionsquelle muss im Berichtszeitraum für alle Emissionen zusammengerechnet eine Gesamtunsicherheit von weniger als $\pm 2,5\%$ erreicht werden.

2. Wasserstoffherzeugung in Raffinerien

Das freigesetzte CO₂ stammt aus dem Kohlenstoffgehalt des Einsatzgases. Daher sind die CO₂-Emissionen hier anhand des Inputs zu berechnen.

CO-Emissionen = TätigkeitsdatenInput x Emissionsfaktor

wobei:

a) Tätigkeitsdaten

Ebene 1

Die im Berichtszeitraum eingesetzte Menge Kohlenwasserstoff [t Einsatzmenge], errechnet anhand Volumenmessung mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von $\pm 7,5\%$ je Messvorgang.

Ebene 2

Die im Berichtszeitraum eingesetzte Menge Kohlenwasserstoff [t Einsatzmenge], errechnet anhand Volumenmessung mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von $\pm 2,5\%$ je Messvorgang.

b) Emissionsfaktor

Ebene 1

Es wird ein Referenzwert von 2,9 t CO₂ je Tonne verarbeitetem Einsatzmaterial angewandt.

Ebene 2

Anwendung eines tätigkeitsspezifischen Emissionsfaktors [CO₂/t Eingangsmaterial], berechnet anhand des Kohlenstoffgehalts des Einsatzgases entsprechend den Vorgaben von Kapitel I, Pos. 6 der vorliegenden Anlage.

2.2.2. Messung von CO₂-Emissionen

Für die Messungen gelten die Leitlinien von Kapitel I der vorliegenden Anlage.

3. Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Kokereien

3.1. Abgrenzung und Tragweite der Überwachung

Kokereien sind oftmals Teil von Stahlwerken, die in einem direkten technischen Zusammenhang mit Sinteranlagen und Anlagen für die Herstellung von Roheisen und Stahl, einschließlich Stranggießen, stehen und während ihres regulären Betriebs einen intensiven Energie- und Materialaustausch verursachen (beispielsweise Gichtgas, Kokereigas, Koks).

Wenn sich die Genehmigung der in Frage stehenden Anlage nicht nur auf die Kokerei, sondern auf das gesamte Stahlwerk bezieht, so können die CO₂-Emissionen auch im Rahmen der für das gesamte Werk laufenden Überwachung unter Anwendung des Massenbilanzansatzes erfasst werden, der nachstehend unter Pos. 3.2.1.1 spezifiziert wird.

Wenn in der Anlage eine Abgaswäsche erfolgt und die daraus resultierenden Emissionen nicht in die Prozessemissionen der Anlage eingerechnet werden, sind diese in Einklang mit den Vorgaben von Kapitel I der vorliegenden Anlage zu berechnen.

3.2. Bestimmung von CO₂-Emissionen

In Kokereien werden aus folgenden Quellen CO₂-Emissionen freigesetzt:

- Rohstoffe (Kohle oder Petrolkoks)
- herkömmliche Brennstoffe (z.B. Erdgas)
- Prozessgase (z.B. Gichtgas)
- andere Brennstoffe
- Abgaswäsche.

3.2.1. Berechnung von CO₂-Emissionen

Ist die Kokerei Teil eines Stahlwerks, kann der Betreiber die Emissionen wie folgt berechnen:

- a) für das gesamte integrierte Hüttenwerk nach dem Massenbilanzansatz oder
- b) für die Kokerei als eine der einzelnen Tätigkeiten des integrierten Hüttenwerks.

3.2.1.1. Massenbilanzansatz

Im Rahmen des Massenbilanzansatzes werden für die Ermittlung der CO₂-Emissionen einer Anlage der im Input-Material, in Akkumulationen, Produkten und Exporten enthaltene Kohlenstoff analysiert. Dazu wird folgende Gleichung zugrunde gelegt:

CO₂-Emissionen [t CO₂] = (Input – Produkte - Export - Lagerbestandsveränderungen) x Umsetzungsfaktor CO₂/C

wobei:

- Input [t C]: der gesamte Kohlenstoff, der in der Anlage eingesetzt wird
- Produkt [t C]: der gesamte Kohlenstoff in Produkten und Stoffen (auch in Nebenprodukten), der aus der Massenbilanz fällt

- Export [t C]: der Kohlenstoff, der exportiert (sprich abgeleitet) wird und so der aus der Massenbilanz fällt, z.B. Einleitung in Abwasserkanal, Ablagerung auf einer Deponie oder Verluste. Die Freisetzung von CO₂ in die Atmosphäre gilt nicht als Export,

- Lagerbestandsveränderungen [t C]: die Zunahme der Lagerbestände an Kohlenstoff innerhalb der Anlage.

Berechnung:

CO₂-Emissionen [tCO₂] = $(\sum (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{INPUT}} \times \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{INPUT}}) - \sum (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{PRODUKTE}} \times \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{PRODUKTE}}) - \sum (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{EXPORT}} \times \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{EXPORT}}) - \sum (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{LAGERBESTANDSVÄNDERUNGEN}} \times \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{LAGERBESTANDSVÄNDERUNGEN}})) \times 3,664$

wobei:

a) Tätigkeitsdaten

Der Betreiber analysiert die Massenströme in die und aus der Anlage bzw. die diesbezüglichen Lagerbestandsveränderungen für alle relevanten Brenn- und Einsatzstoffe getrennt und erstattet Bericht darüber. Bezieht sich der Kohlenstoffgehalt eines Massenstromes normalerweise auf den Energiegehalt (Brennstoffe), so kann der Anlagenbetreiber zur Berechnung der Massenbilanz den Kohlenstoffgehalt mit Bezug auf den Energiegehalt [t C/TJ] des betreffenden Massenstroms bestimmen und verwenden.

Ebene 1

Die Tätigkeitsdaten für den Berichtszeitraum werden mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 7,5% bestimmt.

Ebene 2

Die Tätigkeitsdaten für den Berichtszeitraum werden mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 5% bestimmt.

Ebene 3

Die Tätigkeitsdaten für den Berichtszeitraum werden mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 2,5% bestimmt.

Ebene 4

Die Tätigkeitsdaten für den Berichtszeitraum werden mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 1,5% bestimmt.

b) Kohlenstoffgehalt

Ebene 1

Der Kohlenstoffgehalt (C) von Input- oder Output-Strömen wird auf Basis von Standardemissionsfaktoren für Brennstoffe oder Materialien gemäß Anhang I, Pos. 4 der vorliegenden Anlage oder gemäß den Anlagen 3 bis 9 des vorliegenden Kapitels berechnet: b) Kohlenstoffgehalt

$$C - \text{Gehalt} [t / t \text{ oder } TJ] = \frac{\text{Emissionsfaktor} [t \text{ CO}_2 / t \text{ bzw. } TJ]}{3,664 [t \text{ CO}_2 / tC]}$$

Ebene 2

Der Anlagenbetreiber wendet für den betreffenden Brennstoff bzw. das betreffende Material den landesspezifischen Kohlenstoffgehalt des letzten Nationalen Treibhausgasinventars an, das dem Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen mitgeteilt wurde.

Ebene 3

Der Kohlenstoffgehalt von Input- oder Output-Strömen wird nach Maßgabe der Bestimmungen von Kapitel I, Pos. 6 der vorliegenden Anlage über repräsentative Probenahme von Brennstoffen, Produkten und Nebenprodukten und über die Ermittlung ihres Kohlenstoff- und Biomasseanteils berechnet.

3.2.1.2. CO₂ Verbrennungsemissionen

Die Verbrennungsprozesse, die in Kokereien stattfinden und bei denen Brennstoffe (z.B. Koks, Kohle und Erdgas) nicht als Reduktionsmittel eingesetzt werden bzw. nicht aus metallurgischen Reaktionen stammen, sind in Einklang mit den Vorgaben von Kapitel I der vorliegenden Anlage zu überwachen und zu melden.

3.2.1.3. CO₂-Verfahrensemissionen:

Das rohe Kokereigas enthält als Teil des Prozessoutputs viele kohlenstoffhaltige Bestandteile, darunter Kohlendioxid (CO₂), Kohlenmonoxid (CO), Methan (CH₄), Kohlenwasserstoffe (CxHy).

Die gesamten CO₂-Emissionen aus Kokereien werden wie folgt berechnet:

CO₂-Emission [t tCO₂] = $\sum (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{INPUT}} \times \text{Emissionsfaktor}_{\text{INPUT}}) - \sum (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{OUTPUT}} \times \text{Emissionsfaktor}_{\text{OUTPUT}})$

wobei:

a) Tätigkeitsdaten

Tätigkeitsdaten_{INPUT} können Kohle als Rohstoff, Koksgrus, Petrolkoks, Öl, Gichtgas, Kokereigas u. Ä. umfassen. Tätigkeitsdaten_{OUTPUT} können Koks, Teer, Leichtöl, Kokereigas u. Ä. umfassen.

a1) Als Prozess-Input eingesetzter Brennstoff

Ebene 1

Der Massenstrom von Brennstoffen in die und aus der Anlage wird anhand von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ± 7,5% je Messvorgang ermittelt.

Ebene 2

Der Massenstrom von Brennstoffen in die und aus der Anlage wird anhand von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ± 5% je Messvorgang ermittelt.

Ebene 3

Der Massenstrom des Brennstoffs in die bzw. aus der Anlage wird anhand von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ± 2,5% je Messvorgang ermittelt.

Ebene 4

Der Massenstrom des Brennstoffs in die bzw. aus der Anlage wird anhand von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ± 1,5% je Messvorgang ermittelt.

a2) Unterer Heizwert

Ebene 1

Für jeden Brennstoff werden Referenzfaktoren gemäß Kapitel I, Pos. 4 der vorliegenden Anlage verwendet.

Ebene 2

Der Anlagenbetreiber wendet für den betreffenden Brennstoff den landesspezifischen unteren Heizwert des letzten Nationalen Treibhausgasinventars an, das dem Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen mitgeteilt wurde.

Ebene 3

Der für die einzelnen Brennstoffchargen repräsentative spezifische Heizwert wird vom Betreiber oder einer von ihm damit beauftragten Stelle in Einklang mit den Vorgaben von Kapitel I, Pos. 6 der vorliegenden Anlage gemessen.

b) Emissionsfaktor

Ebene 1

Die anzuwendenden Referenzfaktoren sind Kapitel I, Pos. 4 der vorliegenden Anlage zu entnehmen.

Ebene 2

Der Anlagenbetreiber wendet für den betreffenden Brennstoff Emissionsfaktoren des letzten Nationalen Treibhausgasinventars an, das dem Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen mitgeteilt wurde.

Ebene 3

Die spezifischen Emissionsfaktoren werden in Einklang mit den Vorgaben von Kapitel I, Pos. 6 der vorliegenden Anlage ermittelt.

3.2.2. Messung von CO₂-Emissionen

Für die Messungen gelten die Leitlinien der beiden Kapitel der vorliegenden Anlage.

4. Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Röst- und Sinteranlagen für Metallerz

4.1. Abgrenzung und Tragweite der Überwachung

Röst- und Sinteranlagen für Metallerz sind oftmals ein fester Bestandteil von Stahlwerken und stehen in einem direkten technischen Zusammenhang mit Kokereien und Anlagen für die Herstellung von Roheisen und Stahl, einschließlich Stranggießen. Infolgedessen entsteht während des regulären Betriebs ein intensiver Energie- und Materialaustausch (beispielsweise Gichtgas, Kokereigas, Koks, Kalk). Wenn sich die Genehmigung der Anlage nicht nur auf die Röst- und Sinteranlagen für Metallerz, sondern auf das gesamte Stahlwerk erstreckt, so können die CO₂-Emissionen auch im Rahmen der für das gesamte Werk laufenden Überwachung unter Anwendung des Massenbilanzansatzes erfasst werden, der unter Pos. 4.2.1.1 spezifiziert wird.

Wenn in der Anlage eine Abgaswäsche erfolgt und die daraus resultierenden Emissionen nicht in die Prozessemissionen der Anlage eingerechnet werden, sind diese in Einklang mit den Vorgaben von Kapitel I der vorliegenden Anlage zu berechnen.

4.2. Bestimmung von CO₂-Emissionen

In Röst-, Sinter- oder Pelletieranlagen für Metallerz wird CO₂ aus folgenden Emissionsquellen emittiert:

- Rohmaterial (Kalzinierung von Kalkstein, Dolomit und karbonatischen Eisenerzen, z.B. FeCO₃)
- herkömmliche Brennstoffe (Erdgas und Koks/Koksgrus)
- Prozessgase (z.B. Kokereigas und Gichtgas)
- als Input eingesetzte Prozessrückstände wie Filterstaub aus Sinteranlagen, dem Konverter und dem Hochofen
- andere Brennstoffe
- Abgaswäsche

4.2.1. Berechnung von CO₂-Emissionen

Ist die Röst-, Sinter- oder Pelletieranlage für Metallerz Teil eines integrierten Hüttenwerks, so kann der Anlagenbetreiber die Emissionen wie folgt berechnen

a) für das gesamte integrierte Hüttenwerk nach dem Massenbilanzansatz oder

für die Röst-, Sinter- oder Pelletieranlage als eine der einzelnen Tätigkeiten des integrierten Hüttenwerks.

4.2.1.1. Massenbilanzansatz

Im Rahmen des Massenbilanzansatzes werden für die Ermittlung der CO₂-Emissionen einer Anlage der im Input-Material, in Akkumulationen, Produkten und Exporten enthaltene Kohlenstoff analysiert. Dazu wird folgende Gleichung zugrunde gelegt:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen [t CO}_2\text{]} = (\text{Input} - \text{Produkte} - \text{Export} - \text{Lagerbestandsveränderungen}) \times \text{Umsetzungsfaktor CO}_2\text{/C}$$

wobei:

- Input [t C]: der gesamte Kohlenstoff, der in der Anlage eingesetzt wird
- Produkte [t C]: der gesamte Kohlenstoff in Produkten und Stoffen (auch in Nebenprodukten), der aus der Massenbilanz fällt
- Export [t C]: der Kohlenstoff, der exportiert (sprich abgeleitet) wird und so der aus der Massenbilanz fällt, z.B. Einleitung in Abwasserkanal, Ablagerung auf einer Deponie oder Verluste. Die Freisetzung von CO₂ in die Atmosphäre gilt nicht als Export,
- Lagerbestandsveränderungen [t C]: die Zunahme der Lagerbestände an Kohlenstoff innerhalb der Anlage.

Berechnung:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen [t CO}_2\text{]} = (\sum (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{INPUT}} \times \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{INPUT}}) - \sum (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{PRODUKTE}} \times \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{PRODUKTE}}) - \sum (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{EXPORT}} \times \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{EXPORT}}) - \sum (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{LAGERBESTANDSVÄRÄNDERUNGEN}} \times \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{LAGERBESTANDSVÄRÄNDERUNGEN}})) \times 3,664$$

wobei:

a) Tätigkeitsdaten

Der Betreiber analysiert die Massenströme in die und aus der Anlage bzw. die diesbezüglichen Lagerbestandsveränderungen für alle relevanten Brenn- und Einsatzstoffe getrennt und erstattet Bericht darüber. Bezieht sich der Kohlenstoffgehalt eines Massenstromes normalerweise auf den Energiegehalt (Brennstoffe), so kann der Anlagenbetreiber zur Berechnung der Massenbilanz den Kohlenstoffgehalt mit Bezug auf den Energiegehalt [t C/TJ] des betreffenden Massenstroms bestimmen und verwenden.

Ebene 1

Die Tätigkeitsdaten für den Berichtszeitraum werden mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 7,5% bestimmt.

Ebene 2

Die Tätigkeitsdaten für den Berichtszeitraum werden mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 5% bestimmt.

Ebene 3

Die Tätigkeitsdaten für den Berichtszeitraum werden mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 2,5% bestimmt.

Ebene 4

Die Tätigkeitsdaten für den Berichtszeitraum werden mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 1,5\%$ bestimmt.

b) Kohlenstoffgehalt

Ebene 1

Der Kohlenstoffgehalt (C) von Input- oder Output-Strömen wird auf Basis von Standardemissionsfaktoren für Brennstoffe oder Materialien gemäß Anhang I, Pos. 4 der vorliegenden Anlage oder gemäß den Anlagen 3 bis 9 des vorliegenden Kapitels bestimmt: Sie wird folgendermaßen berechnet:

$$C - \text{Gehalt}[t/t \text{ oder } TJ] = \frac{\text{Emissionsfaktor}[tCO_2/t \text{ oder } TJ]}{3,664[tCO_2/tC]}$$

Ebene 2

Der Anlagenbetreiber wendet für den betreffenden Brennstoff bzw. das betreffende Material den landesspezifischen Kohlenstoffgehalt des letzten Nationalen Treibhausgasinventars an, das dem Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen mitgeteilt wurde.

Ebene 3

Der Kohlenstoffgehalt von Input- oder Output-Strömen wird nach Maßgabe der Bestimmungen von Kapitel I, Pos. 6 der vorliegenden Anlage über repräsentative Probenahme von Brennstoffen, Produkten und Nebenprodukten und über die Ermittlung ihres Kohlenstoff- und Biomasseanteils berechnet.

4.2.1.2. CO₂ Verbrennungsemissionen

Verbrennungsprozesse in Röst-, Sinter- oder Pelletieranlagen für Metallerz, bei denen Brennstoffe nicht als Reduktionsmittel verwendet werden und nicht aus metallurgischen Reaktionen stammen, werden nach Maßgabe von Kapitel I der vorliegenden Anlage überwacht und gemeldet.

4.2.1.3. CO₂-Verfahrensemissionen

Während des Brennens auf dem Sinterrost wird aus dem Input-Material, d. h. dem Rohstoff-Mix (in der Regel aus Kalziumkarbonat), und erneut eingesetzten Prozessrückständen CO₂ freigesetzt.

Die CO₂-Menge wird für jedes Input-Material wie folgt berechnet:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen} = \Sigma (\text{TätigkeitsdatenInput} \times \text{Emissionsfaktor} \times \text{Umsetzungsfaktor})$$

a) Tätigkeitsdaten

Ebene 1

Die Mengen [t] des Karbonat-Inputs [tCaCO₃, tMgCO₃ oder tCaCO₃-MgCO₃] und der als Input-Material verwendeten Prozessrückstände werden vom Betreiber oder Lieferanten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als $\pm 5,0\%$ je Messvorgang gewogen.

Ebene 2

Die Mengen [t] des Karbonat-Inputs [tCaCO₃, tMgCO₃ oder tCaCO₃-MgCO₃] und der als Input-Material verwendeten Prozessrückstände werden vom Betreiber oder Lieferanten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als $\pm 2,5\%$ je Messvorgang gewogen.

b) Emissionsfaktor

Ebene 1

Für Karbonate - Anwendung der in der unten stehenden Tabelle 1 aufgeführten stöchiometrischen Verhältnisse.

Tabelle 1: Stöchiometrische Emissionsfaktoren

Emissionsfaktor	
CaCO ₃	0,440 tCO ₂ /tCaCO ₃
MgCO ₃	0,522 tCO ₂ /tMgCO ₃
FeCO ₃	0,380 tCO ₂ /tFeCO ₃

Diese Werte werden um den jeweiligen Feuchte- und Gangart-Gehalt des eingesetzten Karbonatmaterials bereinigt.

Für Prozessrückstände - Die spezifischen Faktoren werden in Einklang mit den Vorgaben von Kapitel I, Pos. 6 der vorliegenden Anlage ermittelt.

c) Umsetzungsfaktor

Ebene 1

Umsetzungsfaktor: 1

Ebene 2

Die tätigkeitsspezifischen Faktoren werden entsprechend den Vorgaben von Kapitel I, Pos. 6 der vorliegenden Anlage ermittelt; dabei wird die im Sintererzeugnis bzw. im Filterstaub enthaltene Menge Kohlenstoff bestimmt. Wird der Filterstaub erneut im Prozess eingesetzt, so ist die in ihm enthaltene Menge Kohlenstoff [t] nicht berücksichtigt, um eine Doppelzählung zu vermeiden.

4.2.2. Messung von CO₂-Emissionen

Für die Messungen gelten die Leitlinien der beiden Kapitel der vorliegenden Anlage.

5. Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Anlagen für die Herstellung von Roheisen oder Stahl, einschließlich Stranggießen

5.1. Abgrenzung und Tragweite der Überwachung

Die vorliegenden Leitlinien erstrecken sich auf Emissionen aus Anlagen für die Herstellung von Roheisen und Stahl, einschließlich Stranggießen. Sie beziehen sich auf die primäre [Gichtofen und Sauerstoffaufblaskonverter] und die sekundäre [Lichtbogenofen] Stahlerzeugung.

Anlagen für die Herstellung von Roheisen und Stahl, einschließlich Stranggießen, sind in der Regel ein fester Bestandteil von Stahlwerken und stehen in einem direkten technischen Zusammenhang zu Kokereien und Sinteranlagen. Infolgedessen entsteht während des regulären Betriebs ein intensiver Energie- und Materialaustausch (beispielsweise Gichtgas, Kokereigas, Koks, Kalk). Wenn sich die Genehmigung der Anlage nicht nur auf den Hochofen, sondern auf das gesamte Stahlwerk erstreckt, so können die CO₂-Emissionen auch im Rahmen der für das gesamte Werk laufenden Überwachung unter Anwendung des Massenbilanzansatzes erfasst werden, der unter Pos. 5.2.1.1. spezifiziert wird.

Wenn in der Anlage eine Abgaswäsche erfolgt und die daraus resultierenden Emissionen nicht in die Prozessemissionen der Anlage eingerechnet werden, sind diese in Einklang mit den Vorgaben von Pos. 1° des vorliegenden Kapitels zu berechnen.

5.2. Bestimmung von CO₂-Emissionen

In Anlagen für die Herstellung von Roheisen und Stahl, einschließlich Stranggießen, können CO₂-Emissionen aus folgenden Quellen freigesetzt werden:

- Rohmaterial (Kalzinierung von Kalkstein, Dolomit und karbonatischen Eisenerzen, z.B. FeCO₃)
- herkömmliche Brennstoffe (Erdgas, Kohle und Koks)
- Reduktionsmittel (Koks, Kohle, Kunststoff usw.)
- Prozessgase (z.B. Kokereigas, Gichtgas und Sauerstoffaufblaskonvertergas)
- Verbrauch von Grafitelektroden
- andere Brennstoffe
- Abgaswäsche.

5.2.1. Berechnung von CO₂-Emissionen

Ist die Anlage zur Herstellung von Roheisen oder Stahl Teil eines integrierten Hüttenwerks, so kann der Anlagenbetreiber die Emissionen wie folgt berechnen

a) für das gesamte integrierte Hüttenwerk nach dem Massenbilanzansatz oder

für die Anlage für die Herstellung von Roheisen oder Stahl als eine der einzelnen Tätigkeiten des integrierten Hüttenwerks.

5.2.1.1. Massenbilanzansatz

Im Rahmen des Massenbilanzansatzes werden für die Ermittlung der CO₂-Emissionen einer Anlage der im Input-Material, in Akkumulationen, Produkten und Exporten enthaltene Kohlenstoff analysiert. Dazu wird folgende Gleichung zugrunde gelegt:

CO₂-Emissionen [t CO₂] = (Input – Produkte – Export – Lagerbestandsveränderungen) x Umrechnungsfaktor CO₂/C wobei:

- Input [t C]: der gesamte Kohlenstoff, der in der Anlage eingesetzt wird
- Produkt [t C]: der gesamte Kohlenstoff in Produkten und Stoffen (auch in Nebenprodukten), der aus der Massenbilanz fällt
- Export [t C]: der Kohlenstoff, der exportiert (sprich abgeleitet) wird und so der aus der Massenbilanz fällt, z.B. Einleitung in Abwasserkanal, Ablagerung auf einer Deponie oder Verluste. Die Freisetzung von CO₂ in die Atmosphäre gilt nicht als Export,
- Lagerbestandsveränderungen [t C]: die Zunahme der Lagerbestände an Kohlenstoff innerhalb der Anlage.

Berechnung:

CO₂-Emissionen [t CO₂] = (Σ (Tätigkeitsdaten_{INPUT} x Kohlenstoffgehalt_{INPUT}) – Σ (Tätigkeitsdaten_{PRODUKTE} x Kohlenstoffgehalt_{PRODUKTE}) – Σ (Tätigkeitsdaten_{EXPORT} x Kohlenstoffgehalt_{EXPORT}) – Σ (Tätigkeitsdaten_{LAGERBESTANDSVERÄNDERUNGEN} x Kohlenstoffgehalt_{LAGERBESTANDSVERÄNDERUNGEN})) x 3,664

wobei:

a) Tätigkeitsdaten

Der Betreiber analysiert die Massenströme in die und aus der Anlage bzw. die diesbezüglichen Lagerbestandsveränderungen für alle relevanten Brenn- und Einsatzstoffe getrennt und erstattet Bericht darüber. Bezieht sich der Kohlenstoffgehalt eines Massenstromes normalerweise auf den Energiegehalt (Brennstoffe), so kann der Anlagenbetreiber zur Berechnung der Massenbilanz den Kohlenstoffgehalt mit Bezug auf den Energiegehalt [t C/TJ] des betreffenden Massenstroms bestimmen und verwenden.

Ebene 1

Die Tätigkeitsdaten für den Berichtszeitraum werden mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 7,5% bestimmt.

Ebene 2

Die Tätigkeitsdaten für den Berichtszeitraum werden mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 5% bestimmt.

Ebene 3

Die Tätigkeitsdaten für den Berichtszeitraum werden mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 2,5% bestimmt.

Ebene 4

Die Tätigkeitsdaten für den Berichtszeitraum werden mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 1,5% bestimmt.

b) Kohlenstoffgehalt

Ebene 1

Der Kohlenstoffgehalt (C) von Input- oder Output-Strömen wird auf Basis von Standardemissionsfaktoren für Brennstoffe oder Materialien gemäß Kapitel I, Pos. 4 der vorliegenden Anlage oder gemäß den Anlagen 3 bis 9 des vorliegenden Kapitels bestimmt: Sie wird folgendermaßen berechnet:

$$C - \text{Gehalt} [t/t \text{ oder } TJ] = \frac{\text{Emissionsfaktor} [t \text{ CO}_2 / t \text{ oder } TJ]}{3,664 [t \text{ CO}_2 / tC]}$$

Ebene 2

Der Anlagenbetreiber wendet für den betreffenden Brennstoff bzw. das betreffende Material den landesspezifischen Kohlenstoffgehalt des letzten Nationalen Treibhausgasinventars an, das dem Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen mitgeteilt wurde.

Ebene 3

Der Kohlenstoffgehalt von Input- oder Output-Strömen wird nach Maßgabe der Bestimmungen von Kapitel I, Pos. 6 der vorliegenden Anlage über repräsentative Probenahme von Brennstoffen, Produkten und Nebenprodukten und über die Ermittlung ihres Kohlenstoff- und Biomasseanteils berechnet.

Der Kohlenstoffgehalt von Produkten oder Zwischenprodukten kann auf der Grundlage jährlicher Analysen nach Maßgabe von Kapitel I, Pos. 6 der vorliegenden Anlage ermittelt oder aus Zusammensetzungsmittelwerten, wie sie in anwendbaren regionalen, nationalen oder internationalen Normen festgelegt sind, abgeleitet werden.

5.2.1.2. CO₂ Verbrennungsemissionen

Die Verbrennungsprozesse, die in Anlagen für die Herstellung von Roheisen und Stahl, einschließlich Stranggießen stattfinden und bei denen Brennstoffe (z.B. Koks, Kohle und Erdgas) nicht als Reduktionsmittel eingesetzt werden bzw. nicht aus metallurgischen Reaktionen stammen, sind in Einklang mit den Vorgaben von Kapitel I der vorliegenden Anlage zu überwachen und zu melden.

5.2.1.3. CO₂-Verfahrensemissionen:

Die gesamten CO₂-Emissionen aus Anlagen für die Herstellung von Roheisen und Stahl, einschließlich Stranggießen, werden wie folgt berechnet:

$$\text{CO}_2\text{-Emission [t CO}_2\text{]} = \sum (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{INPUT}} \times \text{Emissionsfaktor}_{\text{INPUT}}) - \sum (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{OUTPUT}} \times \text{Emissionsfaktor}_{\text{OUTPUT}})$$

a) Tätigkeitsdaten

a1) Relevante Massenströme

Ebene 1

Der Massenstrom von Brennstoffen in die und aus der Anlage wird anhand von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als $\pm 7,5\%$ je Messvorgang ermittelt.

Ebene 2

Der Massenstrom von Brennstoffen in die und aus der Anlage wird anhand von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als $\pm 5\%$ je Messvorgang ermittelt.

Ebene 3

Der Massenstrom von Brennstoffen in die und aus der Anlage wird anhand von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als $\pm 2,5\%$ je Messvorgang ermittelt.

Ebene 4

Der Massenstrom von Brennstoffen in die und aus der Anlage wird anhand von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als $\pm 1,5\%$ je Messvorgang ermittelt.

a2) (Ggf.) unterer Heizwert

Ebene 1

Für jeden Brennstoff werden Referenzfaktoren gemäß Kapitel I, Pos. 4 der vorliegenden Anlage verwendet.

Ebene 2

Der Anlagenbetreiber wendet für den betreffenden Brennstoff den landesspezifischen unteren Heizwert des letzten Nationalen Treibhausgasinventars an, das dem Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen mitgeteilt wurde.

Ebene 3

Der für die einzelnen Brennstoffchargen repräsentative spezifische Heizwert wird vom Betreiber oder einer von ihm damit beauftragten Stelle in Einklang mit den Vorgaben von Kapitel I, Pos. 6 der vorliegenden Anlage gemessen.

b) Emissionsfaktor

Der Emissionsfaktor für die TätigkeitsdatenOUTPUT bezieht sich auf die Menge Nicht-CO₂-Kohlenstoff im Prozessoutput, der als t CO₂/t ausgedrückt wird, um die Vergleichbarkeit zu verbessern.

Ebene 1

Die Referenzfaktoren für das Input- und Output-Material sind den unten stehenden Tabellen 1 und 2 unten sowie von der Wallonischen Region genehmigten Emissionsfaktoren zu entnehmen.

Tabelle 1 Referenzemissionsfaktoren

Emissionsfaktor		Herleitung des Emissionsfaktors
CaCO ₃	0,44 tCO ₂ /t CaCO ₃	Stöchiometrisches Verhältnis
CaCO ₃ -MgCO ₃	0,477 tCO ₂ /t CaCO ₃ -MgCO ₃	Stöchiometrisches Verhältnis
FeCO ₃	0,380 tCO ₂ /t FeCO ₃	Stöchiometrisches Verhältnis
Direktreduziertes Eisen (DRI)	0,07 t CO ₂ /t	IPCC GL 2006
LBO-Kohle-Elektroden	3,00 tCO ₂ /t Elektroden	IPCC GL 2006
LBO-Beschickungs-Kohlenstoff	3,04 tCO ₂ /t	IPCC GL 2006
Heißgepresstes Eisen	0,07 tCO ₂ /t	IPCC GL 2006
Sauerstoffaufblaskonvertergas	1,28 tCO ₂ /t	IPCC GL 2006
Petrolkoks	3,19 tCO ₂ /t	IPCC GL 2006
Zugekauftes Roheisen	0,15 t CO ₂ /t	IPCC GL 2006
Eisenschrott	0,15 t CO ₂ /t	IPCC GL 2006
Stahl	0,04 t CO ₂ /t	IPCC GL 2006

Ebene 2

Der Anlagenbetreiber wendet für den betreffenden Brennstoff die landesspezifischen Emissionsfaktoren an, die von dem betreffenden Mitgliedstaat in seinem letzten Nationalen Treibhausgasinventar an das Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen mitgeteilt wurden.

Ebene 3

Die spezifischen Emissionsfaktoren (t CO₂/t_{INPUT} oder t_{OUTPUT}) des Input- und Output-Materials sind entsprechend den Vorgaben von Kapitel I, Pos. 6 der vorliegenden Anlage zu ermitteln.

5.2.2. Messung von CO₂-Emissionen

Für die Messungen gelten die Leitlinien der beiden Kapitel der vorliegenden Anlage.

6. Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Anlagen zur Herstellung von Zementklinker

6.1. Abgrenzung und Tragweite der Überwachung

Keine spezifischen Einschränkungen.

6.2. Bestimmung von CO₂-Emissionen

In Anlagen zur Herstellung von Zement werden aus den folgenden Quellen CO₂-Emissionen freigesetzt:

- Kalzinierung von Kalkstein in den Rohstoffen
- konventionelle fossile Ofenbrennstoffe
- alternative fossile Ofenbrennstoffe und Rohstoffe
- Biomasse-Ofenbrennstoffe (Biomasse-Abfälle)
- andere Brennstoffe als Ofenbrennstoffe
- organischer Kohlenstoffgehalt von Kalkstein und Schiefer
- Abgaswäsche

6.2.1. Berechnung von CO₂-Emissionen6.2.1.1. CO₂ Verbrennungsemissionen

Verbrennungsprozesse in Anlagen zur Herstellung von Zementklinker, bei denen verschiedene Brennstoffe zum Einsatz kommen (z.B. Kohle, Petrolkoks, Heizöl, Erdgas und die breite Palette an Abfallbrennstoffen), sind in Einklang mit dem Kapitel I der vorliegenden Anlage zu überwachen und zu melden.

6.2.1.2. CO₂-Verfahrensemissionen

Prozessbedingte CO₂-Emissionen entstehen bei der Kalzinierung von Karbonaten in dem zur Klinkerherstellung verwendeten Rohmaterial (6.2.1.2.1), bei der teilweisen oder vollständigen Kalzinierung von Zementofenstaub oder von Bypass-Staub, der während des Prozesses abgeschieden wird (6.2.1.2.2), sowie in einigen Fällen aus dem nicht karbonatischen Kohlenstoffgehalt des Rohmaterials (6.2.1.2.3).

6.2.1.2.1. CO₂ aus der Klinkerherstellung

Die Emissionen sind auf Basis des Karbonat-Gehalts des Prozessinputs (Berechnungsmethode A) oder anhand der Menge des hergestellten Klinkers (Berechnungsmethode B) zu berechnen. Diese Ansätze gelten als äquivalent und können beide vom Anlagenbetreiber verwendet werden, um die Ergebnisse der jeweils anderen Methode zu bestätigen.

Berechnungsmethode A: "Karbonate" (Input-Betrachtung)

Die Berechnung basiert auf dem Karbonatanteil des Prozess-Inputs (einschließlich Flugasche oder Hochfenschlacke), wobei Zementofenstaub und Bypass-Staub vom Rohmaterialverbrauch abgezogen und die betreffenden Emissionen nach Maßgabe von Pos. 6.2.1.2.2. berechnet werden, falls Zementofen- und Bypass-Staub aus dem Ofensystem austreten. Da nicht karbonatischer Kohlenstoff nach dieser Methode erfasst wird, findet Pos. 6.2.1.2.3 keine Anwendung. Die CO₂-Emissionen sind anhand folgender Formel zu berechnen:

$$\text{CO}_2\text{clinker-Emissionen} = \sum (\text{Tätigkeitsdaten} \times \text{Emissionsfaktor} \times \text{Umsetzungsfaktor})$$

wobei:

a) Tätigkeitsdaten

Sofern Rohmehl nicht als solches charakterisiert wird, gelten diese Bestimmungen für jeden der relevanten kohlenstoffhaltigen Ofeneinsatzstoffe (ausgenommen Brennstoffe), wie beispielsweise Kalkstein oder Schiefer, separat, wodurch Doppelerfassungen oder Auslassungen aufgrund von Rückgut oder Bypass-Material vermieden werden. Die Nettorohmehlmenge lässt sich anhand eines anlagenspezifischen empirischen Rohmehl/Klinker-Quotienten bestimmen, der mindestens ein Mal jährlich nach den Leitlinien der Industrie für bewährte Praxis (Best Practice) auf den neuesten Stand gebracht wird.

Ebene 1

Die Nettomenge des im Berichtszeitraum verbrauchten relevanten Einsatzmaterials [t] wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 7,5% bestimmt.

Ebene 2

Die Nettomenge des im Berichtszeitraum verbrauchten relevanten Einsatzmaterials [t] wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 5,0% bestimmt.

Ebene 3

Die Nettomenge des im Berichtszeitraum verbrauchten relevanten Einsatzmaterials [t] wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 2,5% bestimmt.

b) Emissionsfaktor

Die Emissionsfaktoren werden in Einheiten emittierter CO₂-Masse je Tonne Einsatzmaterial berechnet und gemeldet. Zur Umrechnung von Zusammensetzungsdaten in Emissionsfaktoren werden die stöchiometrischen Verhältniszahlen gemäß Tabelle 1 herangezogen.

Ebene 1

Die Bestimmung der Menge relevanter Karbonate, einschließlich CaCO₃ und MgCO₃, im jeweiligen Einsatzmaterial erfolgt nach Maßgabe von Kapitel I, Pos. 6 der vorliegenden Anlage, z.B. mit Hilfe thermogravimetrischer Methoden.

Tabelle 1 Stöchiometrische Emissionsfaktoren

Stoff	Emissionsfaktor
CaCO ₃	0,440 [tCO ₂ /tCaCO ₃]
MgCO ₃	0,522 [tCO ₂ /tMgCO ₃]
FeCO ₃	0,380 [tCO ₂ /tFeCO ₃]
C	3,664 [tCO ₂ /tC]

c) Umsetzungsfaktor

Ebene 1

Umsetzungsfaktor: 1

Ebene 2

Karbonate und sonstiger im Klinker aus dem Ofen abgehender Kohlenstoff werden mit einem Umsetzungsfaktor zwischen 0 und 1 berücksichtigt. Die Anlagenbetreiber können die vollständige Umsetzung für ein oder mehrere Einsatzmaterialien berücksichtigen und nicht umgewandelte Karbonate oder andere Kohlenstoffe dem oder den verbleibenden Einsatzmaterialien zurechnen. Die zusätzliche Bestimmung relevanter chemischer Produktparameter erfolgt nach Maßgabe von Kapitel I, Pos. 6 der vorliegenden Anlage.

Berechnungsmethode B: Klinkerherstellung

Die Berechnungsmethode basiert auf der Menge des hergestellten Klinkers. Die CO₂-Emissionen sind anhand folgender Formel zu berechnen:

$$\text{CO}_2\text{clinker-Emissionen} = \text{Tätigkeitsdaten} \times \text{Emissionsfaktor} \times \text{Umsetzungsfaktor}$$

CO₂, das bei der Kalzinierung von Zementofen- und Bypass-Staub freigesetzt wird, muss bei Anlagen, die diesen Staub abscheiden (vgl. 6.2.1.2.2), zusammen mit potenziellen Emissionen aus nicht karbonatischer Kohlenstoff im Rohmehl berücksichtigt werden (vgl. 6.2.1.2.3). Emissionen aus der Klinkerherstellung und aus Zementofenstaub, Bypass-Staub und nicht karbonatischer Kohlenstoff im Einsatzmaterial sind getrennt zu berechnen und als Gesamtemission aufzuaddieren:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen}_{\text{GESAMTPROZESS}} [\text{t}] = \text{CO}_2\text{-Emissionen}_{\text{KLINKER}} [\text{t}] + \text{CO}_2\text{-Emissionen}_{\text{STAUB}} [\text{t}] + \text{CO}_2\text{-Emissionen}_{\text{NICHT KARBONATISCHER KOHLENSTOFF}}$$

Emissionen infolge der Klinkerherstellung

a) Tätigkeitsdaten

Die Klinkerproduktion [t] im Berichtszeitraum wird ermittelt durch

- direktes Wiegen des Klinkers oder

- auf Basis der Zementauslieferungen nach folgender Formel (Materialbilanz unter Berücksichtigung des Klinkerversands, der Klinkerzulieferung und der Veränderungen des Klinkerbestands):

$$\text{Klinkerproduktion [t]} = ((\text{Zementauslieferungen [t]} - \text{Veränderung des Zementbestands [t]}) * \text{Klinker-Zement-Verhältnis [t Klinker/t Zement]}) - (\text{zugelieferter Klinker [t]}) + (\text{versendeter Klinker [t]}) - (\text{Veränderung des Klinkerbestands [t]})$$

Der Zement/Klinker-Quotient wird entweder für jedes der verschiedenen Zementprodukte nach Maßgabe von Anhang I Abschnitt 6 bestimmt oder aus der Differenz zwischen Zementzulieferungen, Bestandsveränderungen und als Zusatzstoffen im Zement verwendeten Materialien wie Bypass- und Zementofenstaub berechnet.

Ebene 1

Die Menge des im Berichtszeitraum produzierten Klinkers [t] wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 5,0% bestimmt.

Ebene 2

Die Menge des im Berichtszeitraum produzierten Klinkers [t] wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 2,5% bestimmt.

b) Emissionsfaktor

Ebene 1

Emissionsfaktor 0,525 t tCO₂/t Klinker

Ebene 2

Der Anlagenbetreiber wendet den landesspezifischen Emissionsfaktor des letzten Nationalen Treibhausgasinventars an, das dem Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen mitgeteilt wurde.

Ebene 3

Die Bestimmung des CaO und MgO-Gehalts des Produktes erfolgt nach Maßgabe von Kapitel I, Pos. 6 der vorliegenden Anlage.

Zur Umrechnung von Zusammensetzungsdaten in Emissionsfaktoren werden die in der Tabelle 2 angeführten stöchiometrischen Verhältniszahlen herangezogen, wobei davon ausgegangen wird, dass die gesamte CaO- und MgO-Menge von den jeweiligen Karbonaten abgeleitet wurde.

Tabelle 2: Stöchiometrische Emissionsfaktoren für CaO und MgO (Netto-Produktion)

Oxide	Emissionsfaktor
CaO	0,785 [tCO ₂ /CaO]
MgO	1,092 [tCO ₂ /MgO]

c) Umsetzungsfaktor

Ebene 1

Umsetzungsfaktor: 1

Ebene 2

Die Menge an (nicht karbonatischem) CaO und MgO im Rohmaterial wird durch Umsetzungsfaktoren mit einem Wert zwischen 0 und 1 reflektiert, wobei der Wert 1 der vollständigen Umwandlung von Rohmaterialkarbonaten in Oxide entspricht. Die zusätzliche Bestimmung relevanter chemischer Parameter des Rohmaterials erfolgt nach Maßgabe von Kapitel I, Pos. 6 der vorliegenden Anlage z. B. mit Hilfe thermogravimetrischer Methoden.

6.2.1.2.2. Emissionen in Zusammenhang mit Staubabscheidungen

Die CO₂-Emissionen aus abgeschiedenem Bypass-Staub oder Zementofenstaub (CKD) sind auf Grundlage der abgeschiedenen Mengen Staub und des Emissionsfaktors für Klinker zu berechnen, bereinigt um die teilweise Kalzinierung des CKD. Die Emissionen sind wie folgt zu berechnen:

$$\text{CO}_2\text{Staub} = \text{Tätigkeitsdaten} \times \text{Emissionsfaktor}$$

wobei:

a) Tätigkeitsdaten

Ebene 1

Die im Berichtszeitraum aus dem Ofensystem abgeschiedene Menge [t] Zementofen- oder (ggf.) Bypass-Staub wird nach den Leitlinien der Industrie für bewährte Praxis (Best Practice) geschätzt.

Ebene 2

Die im Berichtszeitraum aus dem Ofensystem abgeschiedene Menge [t] Zementofen- oder (ggf.) Bypass-Staub wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 7,5% bestimmt.

b) Emissionsfaktor

Ebene 1

Der Referenzwert t von 0,525 t tCO₂ je Tonne Klinker gilt auch für aus dem Ofensystem abgeschiedenen Zementofen- oder Bypass-Staub.

Ebene 2

Der Emissionsfaktor [t CO₂/t Zementofen-oder Bypass-Staub] ist auf der Basis des Grads der Zementofenstaub-Kalzinierung und der Zusammensetzung zu berechnen. Der Grad der Kalzinierung und die Zusammensetzung werden mindestens ein Mal jährlich nach Maßgabe von Kapitel I, Pos. 6 der vorliegenden Anlage ermittelt.

Das Verhältnis zwischen dem Grad der CKD-Kalzinierung und den CO₂-Emissionen pro Tonnen CKD ist nicht linear. Anhand der folgenden Formel ist ein Näherungswert zu berechnen:

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

wobei:

EF_{CKD} = Emissionsfaktor des teilweise kalzinierten Zementofenstaubs [t tCO₂/t CKD]

EF_{Cl_i} = anlagenspezifischer Emissionsfaktor des Klinkers ([CO₂/t Klinker])

d = Grad der Zementofenstaub-Kalzinierung (freigesetztes CO₂ als prozentualer Anteil des Gesamtkarbonat-CO₂ in der Rohmischung)

6.2.1.2.3. Emissionen aus nicht karbonatischem Kohlenstoff im Rohmehl

Emissionen aus nicht karbonatischem Kohlenstoff in Kalkstein, Schiefer oder alternativem Rohmaterial (z.B. Flugasche), die im Rohmehl im Ofen verwendet werden, werden nach folgender Formel berechnet:

CO₂-Emissionen aus nicht karbonatischem Kohlenstoff im Rohmehl = Tätigkeitsdaten * Emissionsfaktor * Umsetzungsfaktor

wobei:

a) Tätigkeitsdaten

Ebene 1

Die Menge des im Berichtszeitraum verbrauchten relevanten Rohstoffes [t] wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 15% bestimmt.

Ebene 2

Die Menge des im Berichtszeitraum verbrauchten relevanten Rohstoffes [t] wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 7,5% bestimmt.

b) Emissionsfaktor

Ebene 1

Der Anteil an nicht karbonatischem Kohlenstoff im relevanten Rohmaterial wird nach den Leitlinien der Industrie für bewährte Praxis (Best Practice) geschätzt.

Ebene 2

Der Anteil an nicht karbonatischem Kohlenstoff im relevanten Rohmaterial wird mindestens ein Mal jährlich nach Maßgabe von Kapitel I, Pos. 6 der vorliegenden Anlage bestimmt.

c) Umsetzungsfaktor

Ebene 1

Umsetzungsfaktor: 1,0.

Ebene 2

Der Umsetzungsfaktor wird nach den Leitlinien der Industrie für bewährte Praxis (Best Practice) berechnet.

6.2.2. Messung von CO₂-Emissionen

Für die Messungen gelten die Leitlinien von Kapitel I der vorliegenden Anlage.

7. Spezifische Leitlinien für Anlagen zur Herstellung von Kalk

7.1. Abgrenzung und Tragweite der Überwachung

Keine spezifischen Einschränkungen.

7.2. Bestimmung von CO₂-Emissionen

In Anlagen zur Herstellung von Kalk werden aus den folgenden Quellen CO₂-Emissionen freigesetzt:

- Kalzinierung von Kalkstein und Dolomit in den Rohstoffen
- konventionelle fossile Ofenbrennstoffe
- alternative fossile Ofenbrennstoffe und Rohstoffe
- Biomasse-Ofenbrennstoffe (Biomasse-Abfälle)
- andere Brennstoffe

7.2.1. Berechnung von CO₂-Emissionen7.2.1.1. CO₂ Verbrennungsemissionen

Verbrennungsprozesse in Anlagen zur Herstellung von Kalk, bei denen verschiedene Brennstoffe zum Einsatz kommen (z.B. Kohle, Petrolkoks, Heizöl, Erdgas und die breite Palette an Abfallbrennstoffen), sind in Einklang mit dem Kapitel I der vorliegenden Anlage zu überwachen und zu melden.

7.2.1.2. CO₂-Verfahrensemissionen:

Relevante Emissionen entstehen während der Kalzinierung und bei der Oxidation organischer Kohlenstoffe im Rohmaterial. Während der Kalzinierung im Ofen wird das in den Carbonaten enthaltene CO₂ aus dem Rohmaterial freigesetzt. Das Kalzinierungs-CO₂ steht in unmittelbarem Zusammenhang mit der Kalkherstellung. Auf Anlagenebene kann das Kalzinierungs-CO₂ auf zwei Weisen berechnet werden: entweder auf der Grundlage der Carbonate des im Prozess umgewandelten Rohstoffs (hauptsächlich Kalkstein, Dolomit) (Berechnungsmethode A) oder basierend auf der Menge der Alkalimetalloxide in dem hergestellten Kalk (Berechnungsmethode B). Diese Ansätze gelten als äquivalent und können beide vom Anlagenbetreiber verwendet werden, um die Ergebnisse der jeweils anderen Methode zu bestätigen.

Berechnungsmethode A: Karbonate

Die Berechnung basiert auf dem eingesetzten Karbonat. Für die Berechnung der Emission ist folgende Formel ist anzuwenden:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen [tCO}_2\text{]} = \sum \{\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{INPUT}} \times \text{Emissionsfaktor} \times \text{Umsetzungsfaktor}\}$$

wobei:

a) Tätigkeitsdaten

Diese Anforderungen werden auf jeden der relevanten kohlenstoffhaltigen Einsatzstoffe (ausgenommen Brennstoffe) wie beispielsweise Kreide oder Kalkstein separat angewandt, um Doppelerfassungen oder Auslassungen aufgrund von Rückgut oder Bypass-Material zu vermeiden.

Ebene 1

Der Anlagenbetreiber berechnet die Menge des während des Berichtszeitraums verbrauchten Einsatzmaterials [t] mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 7,5\%$.

Ebene 2

Der Anlagenbetreiber berechnet die Menge des während des Berichtszeitraums verbrauchten Einsatzmaterials [t] mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 5,0\%$.

Ebene 3

Der Anlagenbetreiber berechnet die Menge des während des Berichtszeitraums verbrauchten Einsatzmaterials [t] mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 2,5\%$.

b) Emissionsfaktor

Ebene 1

Die Emissionsfaktoren werden als Einheiten CO₂-Masse, die je Tonne Einsatzmaterial freigesetzt wird, berechnet und berichtet, wobei vollständige Umsetzung vorausgesetzt wird. Zur Umrechnung von Zusammensetzungsdaten in Emissionsfaktoren werden die stöchiometrischen Faktoren gemäß Tabelle 1 herangezogen.

Die Bestimmung der CaCO₃- und MgCO₃-Menge und (ggf.) der Menge an organischem Kohlenstoff in jedem relevanten Einsatzmaterial erfolgt nach Maßgabe von Kapitel I, Pos. 6 der vorliegenden Anlage.

Tabelle 1: Stöchiometrische Emissionsfaktoren

Karbonat	Emissionsfaktor [tCO ₂ /tCa-, Mg- oder anderes Karbonat]
CaCO ₃	0,440
MgCO ₃	0,522

c) Umsetzungsfaktor

Ebene 1

Umsetzungsfaktor: 1

Ebene 2

Karbonate, die im Kalk aus dem Ofen abgehen, werden anhand eines Umsetzungsfaktors zwischen 0 und 1 berücksichtigt. Die Anlagenbetreiber können für ein oder mehrere Einsatzmaterialien eine vollständige Umwandlung annehmen und nicht umgewandelte Karbonate dem oder den restlichen Einsatzmaterial(ien) zurechnen. Die zusätzliche Bestimmung relevanter chemischer Produktparameter erfolgt nach Maßgabe von Kapitel I, Pos. 6 der vorliegenden Anlage.

Berechnungsmethode B: Erdalkalimetalloxide

Das CO₂ ist auf der Grundlage der in dem hergestellten Kalk enthaltenen Mengen CaO, MgO und anderer Erdalkali-/Alkalimetalloxide zu berechnen. Dabei ist bereits kalziniertes Ca und Mg zu berücksichtigen, das über Flugasche oder alternative Brenn- und Rohstoffe mit bedeutendem CaO- oder MgO-Anteil in den Ofen gelangt.

Die Berechnung erfolgt anhand folgender Formel:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen [tCO}_2\text{]} = \sum \{\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{OUTPUT}} \times \text{Emissionsfaktor} \times \text{Umsetzungsfaktor}\}$$

wobei:

a) Tätigkeitsdaten

Ebene 1

Der Anlagenbetreiber berechnet die Menge des im Berichtszeitraum erzeugten Kalkes [t] mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 5,0\%$.

Ebene 2

Der Anlagenbetreiber berechnet die Menge des im Berichtszeitraum erzeugten Kalkes [t] mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 2,5\%$.

b) Emissionsfaktor

Ebene 1

Die Bestimmung des CaO und MgO-Gehalts des Produktes erfolgt nach Maßgabe von Kapitel I, Pos. 6 der vorliegenden Anlage.

Zur Umrechnung von Zusammensetzungsdaten in Emissionsfaktoren werden die in der Tabelle 2 angeführten stöchiometrischen Verhältniszahlen herangezogen, wobei davon ausgegangen wird, dass die gesamte CaO- und MgO-Menge von den jeweiligen Karbonaten abgeleitet wurde.

Tabelle 2: Stöchiometrische Emissionsfaktoren

Karbonat	Emissionsfaktor [tCO ₂ /tCa-, Mg- oder sonstige Oxide]
CaO	0,785
MgO	1,092

c) Umsetzungsfaktor

Ebene 1

Umsetzungsfaktor: 1

Ebene 2

Die Menge an (nicht karbonatischem) CaO und MgO im Rohmaterial wird durch Umsetzungsfaktoren mit einem Wert zwischen 0 und 1 reflektiert, wobei der Wert 1 der vollständigen Umwandlung von Rohmaterialkarbonaten in Oxide entspricht. Die zusätzliche Bestimmung relevanter chemischer Parameter des Rohmaterials erfolgt nach Maßgabe von Kapitel I, Pos. 6 der vorliegenden Anlage.

7.2.2. Messung von CO₂-Emissionen

Für die Messungen gelten die Leitlinien von Kapitel I der vorliegenden Anlage.

8. Spezifische Leitlinien für Anlagen zur Herstellung von Glas

8.1. Abgrenzung und Tragweite der Überwachung

Wenn in der Anlage eine Abgaswäsche erfolgt und die daraus resultierenden Emissionen nicht in die Prozessemissionen der Anlage eingerechnet werden, sind diese in Einklang mit den Vorgaben von Kapitel I der vorliegenden Anlage zu berechnen.

Die vorliegende Anlage gilt auch für Anlagen, in denen Wasserglas und Steinwolle hergestellt werden.

8.2. Bestimmung von CO₂-Emissionen

In Anlagen zur Herstellung von Glas werden aus den folgenden Quellen CO₂-Emissionen freigesetzt:

- Schmelzen von im Rohstoff enthaltenen Alkali- und Erdalkalimetallkarbonaten
- konventionelle fossile Ofenbrennstoffe
- alternative fossile Ofenbrennstoffe und Rohstoffe
- Biomasse-Ofenbrennstoffe (Biomasse-Abfälle)
- andere Brennstoffe
- kohlenstoffhaltige Zusatzstoffe einschließlich Koks und Kohlenstaub
- Abgaswäsche

8.2.1. Berechnung von CO₂-Emissionen8.2.1.1. CO₂ Verbrennungsemissionen

Die Verbrennungsprozesse in Anlagen zur Herstellung von Glas sind in Einklang mit den Vorgaben von Kapitel I der vorliegenden Anlage zu überwachen und zu melden.

8.2.1.2. CO₂-Verfahrensemissionen

CO₂ wird während des Schmelzvorgangs im Ofen, aus den im Rohstoff enthaltenen Karbonaten und bei der Neutralisierung von HF, HCl und SO₂ in den Abgasen mit Hilfe von Kalkstein oder anderen Karbonaten freigesetzt. Sowohl die Emissionen, die bei der Zersetzung der Karbonate während des Schmelzprozesses freigesetzt werden, als auch die Emissionen aus der Abgaswäsche sind als Emissionen der Anlage zu betrachten. Sie addieren sich zu der Gesamtemission, sind jedoch nach Möglichkeit getrennt zu melden.

CO₂ aus Karbonaten im Rohmaterial, das während des Schmelzvorgangs im Ofen freigesetzt wird, steht in direktem Zusammenhang mit der Glasproduktion und wird berechnet auf Basis der umgewandelten Menge an Karbonaten aus dem Rohmaterial - hauptsächlich Soda, Kalk/Kalkstein, Dolomit und andere Alkali- und Erdalkalimkarbonate, durch karbonatfreies Altglas (Bruchglas) ergänzt.

Die Berechnung basiert auf dem eingesetzten Karbonat. Für die Berechnung der Emission ist folgende Formel ist anzuwenden:

$$\text{CO-Emissionen [tCO}_2\text{]} = \sum \{\text{Tätigkeitsdaten} \times \text{Emissionsfaktor}\} + \sum \{\text{Zusatzstoffe} \times \text{Emissionsfaktor}\}$$

wobei:

a) Tätigkeitsdaten

Die Tätigkeitsdaten umfassen die Menge [t] an CaCO₃, MgCO₃, Na₂CO₃, BaCO₃ oder anderen Erdalkali- oder Alkalikarbonaten in den Rohstoffen (Soda, Kalk/Kalkstein, Dolomit), die während des Berichtszeitraums verarbeitet werden, sowie die Menge der kohlenstoffhaltigen Zusatzstoffe.

Ebene 1

Der Anlagenbetreiber oder sein Lieferant bestimmt die Gesamtmasse [t] der karbonathaltigen Rohmaterialien oder kohlenstoffhaltigen Zusatzstoffe, die während des Berichtszeitraums verbraucht werden, für jede Art von Rohmaterial mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von ± 2,5%.

Ebene 2

Der Anlagenbetreiber oder sein Lieferant bestimmt die Gesamtmasse [t] der karbonathaltigen Rohmaterialien oder kohlenstoffhaltigen Zusatzstoffe, die während des Berichtszeitraums verbraucht werden, für jede Art von Rohmaterial mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von ± 1,5%.

b) Emissionsfaktor

Karbonate

Die Emissionsfaktoren werden in Einheiten emittierter CO₂-Masse je Tonne karbonathaltigen Rohmaterials berechnet und gemeldet. Zur Umrechnung von Zusammensetzungsdaten in Emissionsfaktoren werden die stöchiometrischen Faktoren gemäß Tabelle 1 herangezogen.

Ebene 1

Die Reinheit des jeweiligen Einsatzmaterials wird nach den Leitlinien der Industrie für bewährte Praxis (Best Practice) bestimmt. Die errechneten Werte sind um den jeweiligen Feuchte- und Gangart-Gehalt des eingesetzten Karbonatmaterials zu bereinigen.

Ebene 2

Die Menge der relevanten Karbonate im jeweiligen Einsatzmaterial wird nach Maßgabe von Kapitel I, Pos. 6 der vorliegenden Anlage bestimmt.

Tabelle 1: Stöchiometrische Emissionsfaktoren

Karbonat	Emissionsfaktor [t CO ₂ /t Ca-, Mg- Na-, Ba- oder anderes Karbonat]	Bemerkungen
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	
Allgemein: X _Y (CO ₃) _Z	Emissionsfaktor = [M _{CO₂}] / {Yx [M _x] + Zx [M _{CO₃²⁻]}]}	X = Erdalkali-oder Alkalimetall M _x = Molekulargewicht von X in [g/mol] M _{CO₂} = Molekulargewicht von CO ₂ = 44 [g/ mol] M _{CO₃²⁻} = Molekulargewicht von CO ₃ ²⁻ = 60 [g/mol] Y = stöchiometrische Zahl von X = 1 (für Erdalkalimetalle) = 2 (für Alkalimetalle) Z = stöchiometrische Zahl von CO ₃ ²⁻ = 1

8.2.2. Messung von CO₂-Emissionen

Für die Messungen gelten die Leitlinien von Kapitel I der vorliegenden Anlage.

9. Spezifische Leitlinien für Anlagen zur Herstellung von keramischen Erzeugnissen

9.1. Abgrenzung und Tragweite der Überwachung

Keine spezifischen Einschränkungen.

9.2. Bestimmung von CO₂-Emissionen

In Anlagen zur Herstellung keramischer Erzeugnisse wird CO₂ aus den folgenden Quellen und Stoffströmen emittiert:

- konventionelle fossile Ofenbrennstoffe
- alternative fossile Ofenbrennstoffe
- Biomasse-Ofenbrennstoffe
- Kalzinierung von Kalkstein/Dolomit und anderen Karbonaten im Rohmaterial
- Kalkstein und andere Karbonate zur Reduzierung von Luftschadstoffen und andere Arten der Abgaswäsche
- fossile Zusatzstoffe/Biomasse-Zusatzstoffe zur Anregung der Porenbildung, z. B. Polystyrol, Rückstände aus der Papierherstellung oder Sägespäne
- fossile organische Stoffe in Ton und anderem Rohmaterial

9.2.1. Berechnung von CO₂-Emissionen9.2.1.1. CO₂ Verbrennungsemissionen

Die Verbrennungsprozesse in Anlagen zur Herstellung von keramischen Erzeugnissen sind in Einklang mit den Vorgaben von Kapitel I der vorliegenden Anlage zu überwachen und zu melden.

9.2.1.2. CO₂-Verfahrensemissionen:

CO₂ wird bei der Kalzinierung des Rohmaterials im Ofen und bei der Oxidierung von organischen Stoffen im Ton und Zusatzstoffen sowie bei der Neutralisierung von in den Abgasen enthaltenem HF, HCl und SO₂ durch Kalkstein oder andere Karbonate freigesetzt. Emissionen, die bei der Zersetzung der Karbonate und bei der Oxidierung von organischen Stoffen im Ofen sowie bei der Abgaswäsche freigesetzt werden, gelten als Emissionen der Anlage.

Sie addieren sich zu der Gesamtemission, sind jedoch nach Möglichkeit getrennt zu melden. Die Berechnung erfolgt anhand der folgenden Formel:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen}_{\text{Gesamt}} [\text{t}] = \text{CO}_2\text{-Emissionen}_{\text{Eingangsstoff}} [\text{t}] + \text{CO}_2\text{-Emissionen}_{\text{Wäsche}} [\text{t}]$$

9.2.1.2.1. CO₂ aus Eingangsstoffen

Das CO₂, aus den Karbonaten und aus dem Kohlenstoff, der in anderen Eingangsstoffen enthalten ist, ist entweder anhand einer Methode zu berechnen, die die Menge der Karbonate des im Prozess umgewandelten Rohstoffs (hauptsächlich Kalkstein, Dolomit) zugrunde legt, (Berechnungsmethode A) oder anhand einer Methode, die auf den Alkalimetalloxiden in den hergestellten keramischen Erzeugnissen basiert (Berechnungsmethode B). Beide Methoden gelten als gleichwertig im Falle von Erzeugnissen, die aus reinem oder synthetischem Ton hergestellt werden. Berechnungsmethode A ist bei Erzeugnissen aus naturbelassenem Ton und immer dann anzuwenden, wenn Tone oder Zusatzstoffe mit hohem Gehalt an organischen Stoffen verwendet werden.

Berechnungsmethode A: Kohlenstoff-Input

Die Berechnung basiert auf dem Kohlenstoffgehalt (organisch und anorganisch) des jeweiligen Rohmaterials, z.B. verschiedene Tonarten, Tongemische oder Zusatzstoffe. Quarz, Feldspat, Kaolin und Mineraltalk enthalten in der Regel nur wenig Kohlenstoff.

Tätigkeitsdaten, Emissionsfaktor und Umsetzungsfaktor beziehen sich auf den allgemeinen Materialzustand, vorzugsweise den Trockenzustand.

Die Berechnung erfolgt nach folgender Formel:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen [t CO}_2\text{]} = \sum \{\text{Tätigkeitsdaten} * \text{Emissionsfaktor} * \text{Umsetzungsfaktor}\}$$

a) Tätigkeitsdaten

Diese Anforderungen gelten für jedes relevante kohlenstoffhaltige Rohmaterial (ausgenommen Brennstoffe), wie beispielsweise Ton oder Zusatzstoffe, wobei Doppelerfassungen oder Auslassungen durch Materialrücklauf und Bypass-Material vermieden werden.

Ebene 1

Die Gesamtmasse jedes während des Berichtszeitraums verbrauchten relevanten Rohmaterials oder Zusatzstoffes [t] (ausgenommen Verluste) wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 7,5\%$ bestimmt.

Ebene 2

Die Gesamtmasse jedes während des Berichtszeitraums verbrauchten relevanten Rohmaterials oder Zusatzstoffes [t] (ausgenommen Verluste) wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 5,0\%$ bestimmt.

Ebene 3

Die Gesamtmasse jedes während des Berichtszeitraums verbrauchten relevanten Rohmaterials oder Zusatzstoffes [t] (ausgenommen Verluste) wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 2,5\%$ bestimmt.

b) Emissionsfaktor

Es kann ein aggregierter Emissionsfaktor, der organischen und anorganischen Kohlenstoff ("Gesamtkohlenstoff (TC)") einschließt, auf jeden Stoffstrom (d. h. auf relevante Rohmaterialmischungen oder Zusatzstoffe) angewandt werden. Alternativ können zwei Emissionsfaktoren für den "gesamten anorganischen Kohlenstoff (TIC)" und den "gesamten organischen Kohlenstoff (TOC)" auf jeden Stoffstrom angewandt werden. Gegebenenfalls werden zur Umrechnung der Zusammensetzungsdaten für die einzelnen Karbonate die stöchiometrischen Faktoren gemäß Tabelle 1 angewandt. Der Biomasseanteil von Zusatzstoffen, die nicht als reine Biomasse gelten, wird nach Maßgabe von Kapitel I, Pos. 6.4 der vorliegenden Anlage bestimmt.

Tabelle 1: Stöchiometrische Emissionsfaktoren

Karbonat	Emissionsfaktor [t CO ₂ /t Ca-, Mg- Na-, Ba- oder anderes Karbonat]	Bemerkungen
CaCO ₃	0,440	
MgCO ₃	0,522	
BaCO ₃	0,223	
Allgemein : X _Y (CO ₃) _Z	Emissionsfaktor = [M _{CO2}]/{Y x [M _x] + Z x [M _{CO3} ²]}	X = Erdalkali-oder Alkalimetall M _x = Molekulargewicht von X in [g/mol] M _{CO2} = Molekulargewicht von CO ₂ = 44 [g/ mol] M _{CO3} = Molekulargewicht von CO ₃ ²⁻ = 60 [g/mol] Y = stöchiometrische Zahl von X = 1 (für Erdalkalimetalle) = 2 (für Alkalimetalle) Z = stöchiometrische Zahl von CO ₃ ²⁻ = 1

Ebene 1

Für die Berechnung des Emissionsfaktors wird anstelle von Analyseergebnissen ein konservativer Wert von 0,2 Tonnen CaCO₃ (entspricht 0,08794 Tonnen CO₂) je Tonne Trockenton angewandt.

Ebene 2

Nach den Leitlinien der Industrie für bewährte Praxis (Best Practice) wird unter Berücksichtigung der besonderen Anlagenmerkmale und der Produktpalette für jeden Stoffstrom mindestens einmal jährlich ein Emissionsfaktor errechnet und aktualisiert.

Ebene 3

Die zusätzliche Bestimmung relevanter chemischer Parameter des Rohmaterials erfolgt nach Maßgabe von Kapitel I, Pos. 6 der vorliegenden Anlage.

c) Umsetzungsfaktor

Ebene 1

Umsetzungsfaktor: 1

Ebene 2

Den Ofen verlassende Karbonate und Kohlenstoffe werden anhand von Umsetzungsfaktoren zwischen 0 und 1 erfasst, wobei ein Wert von 1 einer vollständigen Umwandlung von Karbonaten oder anderen Kohlenstoffen entspricht. Die zusätzliche Bestimmung relevanter chemischer Produktparameter erfolgt nach Maßgabe von Kapitel I, Pos. 6 der vorliegenden Anlage.

Berechnungsmethode B: Alkalimetalloxide

Die Berechnung des Kalzinierungs-CO₂ basiert auf der Menge der hergestellten keramischen Erzeugnisse und dem Anteil an CaO, MgO und anderen (Erd-)Alkalimetalloxiden in den keramischen Erzeugnissen (Tätigkeitsdaten_{OUTPUT}). Der Emissionsfaktor ist um die bereits kalzinierten Mengen Ca, Mg und anderer Erdalkali-/ Alkalimetalle zu korrigieren, die dem Ofen zum Beispiel über alternative Brennstoffe und Rohstoffe mit einem bedeutenden CaO- oder MgO-Anteil zugeführt werden (Tätigkeitsdaten_{INPUT}). Die Berechnung erfolgt anhand folgender Formel:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen [t CO}_2\text{]} = \sum \{ \text{Tätigkeitsdaten} * \text{Emissionsfaktor} * \text{Umsetzungsfaktor} \}$$

wobei:

a) Tätigkeitsdaten

Die Tätigkeitsdaten für die Erzeugnisse beziehen sich auf die Bruttoproduktion, einschließlich Ausschuss und Scherben aus Ofen und Beförderungsmitteln

Ebene 1

Die Gesamtmasse während des Berichtszeitraums wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 7,5% ermittelt

Ebene 2

Die Gesamtmasse während des Berichtszeitraums wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 5,0% ermittelt

Ebene 3

Die Gesamtmasse während des Berichtszeitraums wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 2,5% ermittelt

b) Emissionsfaktor

Auf Basis des Gehalts des Produkts an relevanten Metalloxyden, z.B. CaO, MgO und BaO, wird anhand der stöchiometrischen Faktoren gemäß Tabelle 2 ein aggregierter Emissionsfaktor berechnet.

Tabelle 2: Stöchiometrische Emissionsfaktoren

Karbonat	Emissionsfaktor [tCO ₂ /tCa-, Mg- oder anderes Karbonat]	Bemerkungen
CaO	0,785	
MgO	1,092	
BaO	0,287	
Allgemein : X _Y (O) _Z	Emissionsfaktor = [M _{CO₂}]/{Y × [M _X] + Z × [M _O]}	X = Erdalkali-oder Alkalimetall M _X = Molekulargewicht von X in [g/mol] M _{CO₂} = Molekulargewicht von CO ₂ = 44 [g/ mol] M _O = Molekulargewicht von O = 16 [g/mol] Y = stöchiometrische Zahl von X = 1 (für Erdalkalimetalle) = 2 (für Alkalimetalle) Z = stöchiometrische Zahl O = 1

Ebene 1

Für die Berechnung des Emissionsfaktors wird anstelle von Analyseergebnissen ein konservativer Wert von 0,123 Tonnen CaO (entspricht 0,09642 Tonnen CO₂) je Tonne Produkt angewandt.

Ebene 2

Nach den Leitlinien der Industrie für bewährte Praxis (Best Practice) wird unter Berücksichtigung der besonderen Anlagenmerkmale und der Produktpalette für jeden Stoffstrom mindestens einmal jährlich ein Emissionsfaktor berechnet und aktualisiert.

Ebene 3

Die zusätzliche Bestimmung relevanter chemischer Parameter des Rohmaterials erfolgt nach Maßgabe von Kapitel I, Pos. 6 der vorliegenden Anlage.

c) Umsetzungsfaktor

Ebene 1

Umsetzungsfaktor: 1

Ebene 2

Relevante Oxide im Rohmaterial werden anhand von Umsetzungsfaktoren zwischen 0 und 1 erfasst, wobei ein Wert von 0 bedeutet, dass die Gesamtmenge des betreffenden Oxids bereits von Anfang an im Rohmaterial vorhanden ist. Die zusätzliche Bestimmung relevanter chemischer Parameter des Rohmaterials erfolgt nach Maßgabe von Kapitel I, Pos. 6 der vorliegenden Anlage.

9.2.1.2.2. CO₂ aus Kalkstein für die Reduzierung von Luftschadstoffen und andere Arten von Abgaswäsche

CO₂ aus Kalkstein für die Reduzierung von Luftschadstoffen und andere Arten der Abgaswäsche wird auf Basis des CaCO₃-Inputs berechnet. Die Doppelerfassung von gebrauchtem und von derselben Anlage zu Rohmaterial recyceltem Kalkstein ist zu vermeiden. Die Berechnung erfolgt anhand folgender Formel:

$$\text{CO}_2\text{-Emission [t CO}_2\text{]} = \text{Tätigkeitsdaten} \times \text{Emissionsfaktor}$$

wobei:

a) Tätigkeitsdaten

Ebene 1

Der Anlagenbetreiber bestimmt die während des Berichtszeitraums verbrauchte Menge [t] an trockenem CaCO₃ durch Wiegen mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 7,5\%$.

b) Emissionsfaktor

Ebene 1

Die stöchiometrischen Verhältnisse von CaCO₃ sind anzuwenden

Karbonate	Emissionsfaktor
CaCO ₃	0,440 [tCO ₂ /CaCO ₃]

9.2.2. Messung von CO₂-Emissionen

Für die Messungen gelten die Leitlinien von Kapitel I der vorliegenden Anlage.

10. Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Anlagen zur Herstellung von Zellstoff und Papier

10.1. Abgrenzung und Tragweite der Überwachung

Wenn das bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe anfallende CO₂ beispielsweise zur Herstellung von gefälltem Kalziumkarbonat (PCC) an eine benachbarte Anlage weitergeleitet wird, so sind diese Exporte vorbehaltlich der Zustimmung der zuständigen Verwaltung nicht in die Emissionen der Anlage einzubeziehen.

Wenn in der Anlage eine Abgaswäsche erfolgt und die daraus resultierenden Emissionen nicht in die Prozessemissionen der Anlage eingerechnet werden, sind diese in Einklang mit den Vorgaben von Kapitel I der vorliegenden Anlage zu berechnen.

10.2. Bestimmung von CO₂-Emissionen

Zu den Prozessen und Einrichtungen von Zellstoff- und Papierfabriken, aus denen möglicherweise CO₂ freigesetzt wird, gehören:

- Hilfskessel, Gasturbinen und andere Feuerungsanlagen, die Dampf oder Energie für die Fabrik erzeugen
- Rückgewinnungskessel und andere Einrichtungen, in denen Ablaugen verbrannt werden
- Verbrennungsöfen
- Kalköfen und Kalzinieröfen
- Abgaswäsche
- Trockner, die mit Gas oder anderen fossilen Brennstoffen befeuert werden (z.B. Infrarottrockner).

Abwasserbehandlung und Deponien, einschließlich anaerobe Abwasserbehandlung oder Schlammfäulungsverfahren und Deponien zur Entsorgung von Papierfabrikabfällen, sind nicht unter den Tätigkeiten in Art. 1 des vorliegenden Erlasses aufgeführt. Dementsprechend fallen deren Emissionen nicht unter die Bestimmungen des Erlasses.

10.2.1. Berechnung von CO₂-Emissionen10.2.1.1. CO₂ Verbrennungsemissionen

Die Emissionen aus den Verbrennungsprozessen in Anlagen zur Herstellung von Papier und Zellstoff sind in Einklang mit den Vorgaben von Kapitel I der vorliegenden Anlage zu überwachen.

10.2.1.2. CO₂-Verfahrensemissionen

Die Emissionen sind auf den Einsatz von Karbonaten als Zusatzchemikalien in Zellstofffabriken zurückzuführen. Auch wenn die Verluste an Natrium und Kalzium im Rückgewinnungssystem und in der Kaustifizieranlage normalerweise durch den Einsatz nicht karbonathaltiger Chemikalien ausgeglichen wird, werden manchmal geringfügige Mengen Kalziumkarbonat (CaCO₃) und Natriumkarbonat (Na₂CO₃) hinzugefügt, die zu CO₂-Emissionen führen. Der in diesen Chemikalien enthaltene Kohlenstoff ist in der Regel fossilen Ursprungs, allerdings kann er in einigen Fällen (z. B. Na₂CO₃, das von Soda einsetzenden Halbstoffwerken gekauft wurde) auch aus Biomasse gewonnen worden sein.

Es wird angenommen, dass der in diesen Chemikalien enthaltene Kohlenstoff aus dem Kalkofen oder dem Rückgewinnungssofen als CO₂ emittiert wird. Die Bestimmung der Emissionen erfolgt unter der Annahme, dass der gesamte Kohlenstoff im CaCO₃ und Na₂O₃, die in den Rückgewinnungs- und Kaustifizieranlagen eingesetzt werden, in die Atmosphäre freigesetzt wird.

Zusätzliches Kalzium wird benötigt, um die Verluste aus der Kaustifizieranlage, meist in Form von Kalziumkarbonat, auszugleichen

Die CO₂-Emissionen sind wie folgt zu berechnen:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen} = \sum \{(\text{TätigkeitsdatenKarbonat} \times \text{Emissionsfaktor})\}$$

wobei:

a) Tätigkeitsdaten

Die "TätigkeitsdatenKarbonat" errechnen sich aus den Mengen des im Prozess eingesetzten CaCO₃ und Na₂O₃.

Ebene 1

Mengen [t] des im Prozess eingesetzten CaCO₃ und Na₂CO₃, ermittelt vom Betreiber durch Wiegen mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als $\pm 2,5\%$ je Messvorgang.

Ebene 2

Mengen [t] des im Prozess eingesetzten CaCO_3 und Na_2CO_3 , ermittelt vom Betreiber durch Wiegen mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als $\pm 1,5\%$ je Messvorgang.

b) Emissionsfaktor

Ebene 1

Es sind die stöchiometrischen Verhältnisse [t CO_2 /t CaCO_3] und [t CO_2 /t Na_2CO_3] für nicht aus Biomasse stammende Karbonate, die in unten stehender Tabelle 1 aufgeführt sind, anzuwenden. Biomasse-Karbonate werden mit einem Emissionsfaktor von 0 [t CO_2 /t Karbonat] gewichtet.

Tabelle 1: Stöchiometrische Emissionsfaktoren

Karbonatart und -ursprung	Emissionsfaktor
CaCO_3 (Zusatzchemikalie)	0,440
Na_2CO_3 (Zusatzchemikalie)	0,415
CaCO_3 aus Biomasse	0
Na_2CO_3 aus Biomasse	0

Diese Werte sind um den jeweiligen Feuchte- und Gangart-Gehalt der eingesetzten Karbonatmaterialien zu bereinigen.

10.2.2. Messung von CO_2 -Emissionen

Für die Messungen gelten die Leitlinien von Kapitel I der vorliegenden Anlage.

11. Leitlinien für die Bestimmung von Treibhausgasemissionen durch kontinuierliche Emissionsmessung

11.1. Systemgrenzen und Anwendung der Kumulierungsregel

Die Bestimmungen dieses Anhangs betreffen Emissionen von Treibhausgasen aus unter die Richtlinie 2003/87/EG fallenden Tätigkeiten. CO_2 kann innerhalb einer Anlage aus verschiedenen Quellen emittiert werden.

11.2. Bestimmung der Treibhausgasemissionen

Ebene 1

Für jede Emissionsquelle muss im Berichtszeitraum für alle Emissionen zusammengerechnet eine Gesamtunsicherheit von weniger als $\pm 10\%$ erreicht werden.

Ebene 2

Für jede Emissionsquelle muss im Berichtszeitraum für alle Emissionen zusammengerechnet eine Gesamtunsicherheit von weniger als $\pm 7,5\%$ erreicht werden.

Ebene 3

Für jede Emissionsquelle muss im Berichtszeitraum für alle Emissionen zusammengerechnet eine Gesamtunsicherheit von weniger als $\pm 5\%$ erreicht werden.

Ebene 4

Für jede Emissionsquelle muss im Berichtszeitraum für alle Emissionen zusammengerechnet eine Gesamtunsicherheit von weniger als $\pm 2,5\%$ erreicht werden.

Allgemeiner Ansatz

Die während des Berichtszeitraums aus einer Emissionsquelle insgesamt emittierten Treibhausgase (THG) werden anhand der nachstehenden Formel bestimmt. Die Bestimmungsparameter der Formel genügen den diesbezüglichen Vorgaben von Abschnitt 6 der vorliegenden Anlage. Verfügt eine Anlage über mehrere Emissionsquellen, die nicht als eine einzige Quelle erfasst werden können, so werden die aus diesen Quellen emittierten Gase separat gemessen und den für die gesamte Anlage und das betreffende Gas verzeichneten Gesamtemissionen für den Berichtszeitraum hinzugerechnet.

$$\text{THG - tot ann [t]} = \sum_{i=1}^{\text{operating hours - p.a.}} \text{THG - Konzentration}_i * \text{Abgasstrom}$$

wobei:

THG-Konzentration

Die THG-Konzentration im Abgas wird durch kontinuierliche Messung an einem repräsentativen Messpunkt bestimmt.

Abgasstrom

Der Strom an trockenen Abgasen kann nach einer der folgenden Methoden bestimmt werden.

METHODE A

Abgasstrom Q_e wird nach einem Massenbilanzansatz berechnet, wobei alle ausschlaggebenden Parameter wie Einsatzmateriallasten, Zuluftstrom, Prozesseffizienz usw. sowie am Prozessende Output, O_2 -Konzentration, SO_2 - und NO_x -Konzentrationen usw. berücksichtigt werden.

Der spezifische Berechnungsansatz ist von der zuständigen Verwaltung als Teil der Prüfung des Monitoringkonzepts und der darin festgeschriebenen Überwachungsmethode zu genehmigen.

METHODE B

Abgasstrom Q_e wird durch kontinuierliche Messung des Durchflusses an einem repräsentativen Messpunkt bestimmt.

Gesehen, um dem Erlass der Wallonischen Regierung vom 27. November 2008 zur Festlegung der sektorbezogenen Betriebsbedingungen betreffend die Betriebe, die eine CO₂-Emissionen bewirkende Tätigkeit ausüben, beigefügt zu werden.

Namur, den 27. November 2008

Der Minister-Präsident,
R. DEMOTTE

Der Minister der Landwirtschaft, der ländlichen Angelegenheiten, der Umwelt und des Tourismus,
B. LUTGEN

Notes

(1) "ISO-Leitfaden für die Angabe der Unsicherheit beim Messen", ISO/TAG 4. Veröffentlichung der Internationalen Normenorganisation (ISO) (2) Die Zahl der maximal möglichen Einzelwerte je Stunde ergibt sich aus der Häufigkeit der Messung.

(2) Die Zahl der maximal möglichen Einzelwerte je Stunde ergibt sich aus der Häufigkeit der Messung.

(3) Siehe: Anhang 1 des Leitfadens für Gute Praxis 2000 sowie in Anhang I der überarbeiteten IPCC-Leitlinien 1996 (Verfahrensvorschriften für die Berichterstattung): <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/public.htm>.

- Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement, ISO/TAG 4. Veröffentlichung der ISO, 1993 (berichtigt und neu aufgelegt, 1995) im Namen von BIPM, IEC, IFCC, ISO, IUPAC, IUPAP und OIML.

- ISO-5168:2005 Durchflussmessung von Fluiden — Unsicherheitsermittlung.

(4) Werden Volumeneinheiten verwendet, so berücksichtigt der Anlagenbetreiber jede Umsetzung, die zur Begründung von Druck- und Temperaturunterschieden des Messgeräts erforderlich sein könnte, sowie die Standardbedingungen, für die der (untere) Heizwert für die betreffende Brennstoffart abgeleitet wurde.

(5) Vgl. IPCC-Leitlinien 2006 für nationale Treibhausgasinventare 2006.

(6) Unter Verwendung der Massenrelation: $t \text{ CO}_2 = t \text{ CO} * 1,571$.

VERTALING

WAALSE OVERHEIDSDIENST

N. 2009 — 465

[C — 2009/27026]

27 NOVEMBER 2008. — Besluit van de Waalse Regering tot bepaling van de sectorale voorwaarden betreffende de bedrijven die een activiteit met CO₂-emissies uitoefenen

De Waalse Regering,

Gelet op het decreet van 11 maart 1999 betreffende de milieuvergunning, inzonderheid op de artikelen 4, 5, 7, 8 en 9;

Gelet op het besluit van de Waalse Regering van 10 november 2005 tot bepaling van de sectorale voorwaarden betreffende de bedrijven die een activiteit met CO₂-emissies uitoefenen;

Gelet op het advies nr. 45.008/2/V van de Raad van State, gegeven op 2 september 2008, overeenkomstig artikel 84, § 1, eerste lid, 1°, van de wetten op de Raad van State, gecoördineerd op 12 januari 1973;

Op de voordracht van de Minister van Landbouw, Landelijke Aangelegenheden, Leefmilieu en Toerisme;

Na beraadslaging,

Besluit :

HOOFDSTUK I. — *Toepassingsgebied*

Artikel 1. Deze voorwaarden zijn van toepassing op elk bedrijf bedoeld in bijlage I bij het besluit van de Waalse Regering van 4 juli 2002 tot bepaling van de lijst van de aan een milieueffectstudie onderworpen projecten en van de ingedeelde installaties en activiteiten, dat een activiteit met CO₂-emissies uitoefent en dat één of meer installaties of activiteiten omvat die worden opgesomd in bijlage I bij het besluit van de Waalse Regering van 22 juni 2006 tot opstelling van de lijst van de installaties en activiteiten die gespecificeerde broeikasgassen uitstoten en tot bepaling van de gespecificeerde broeikasgassen bedoeld in het decreet van 10 november 2004 tot invoering van een regeling voor de handel in broeikasgasemissierechten, tot oprichting van een « Fonds wallon Kyoto » (Waal Kyotofond) en betreffende de flexibiliteitsmechanismen van het Protocol van Kyoto.

HOOFDSTUK II. — *Begripsomschrijving*

Art. 2. In de zin van dit besluit wordt verstaan onder :

1° activiteiten : de activiteiten bedoeld in bijlage I bij het besluit van de Waalse Regering van 22 juni 2006 tot opstelling van de lijst van de installaties en activiteiten die gespecificeerde broeikasgassen uitstoten en tot bepaling van de gespecificeerde broeikasgassen bedoeld in het decreet van 10 november 2004 tot invoering van een regeling voor de handel in broeikasgasemissierechten, tot oprichting van een « Fonds wallon Kyoto » (Waal Kyotofond) en betreffende de flexibiliteitsmechanismen van het Protocol van Kyoto;

2° vergunning : de exploitatievergunning, de milieuvergunning of de eenmalige vergunning;

3° emissiebron : een afzonderlijk aanwijsbaar gedeelte (punt of proces) in een installatie van waaruit de betrokken broeikasgassen vrijkomen;

4° bronstroom : een specifiek brandstoftype, specifieke grondstof of specifiek product waarvan het verbruik of de productie aanleiding geeft tot emissies van relevante broeikasgassen uit één of meer emissiebronnen;

5° monitoringmethodiek : het geheel van methoden dat door een exploitant wordt gebruikt om de emissies van een gegeven installatie te bepalen;

6° monitoringplan : een gedetailleerde, volledige en transparante documentatie over de monitoringmethodiek voor een specifieke installatie, met inbegrip van documentatie over de activiteiten inzake verzameling en verwerking van gegevens, en het systeem om de juistheid daarvan te controleren;

7° niveau : een specifiek element van een methodiek ter bepaling van activiteitsgegevens, emissiefactoren en oxidatie- of conversiefactoren

8° jaarlijks : betreffende een tijdvak dat een kalenderjaar van 1 januari tot en met 31 december bestrijkt;

9° verslagperiode : een kalenderjaar gedurende hetwelk de monitoring van en rapportage over emissies moeten plaatsvinden;

10° handelsperiode : meerjarige fase van de regeling voor de handel in emissierechten (bijvoorbeeld 2005-2007 of 2008-2012) waarvoor een nationaal toewijzingsplan van emissierechten werd opgesteld overeenkomstig artikel 11, §§ 1 en 2 van Richtlijn 2003/87/EG van 13 oktober 2003 tot vaststelling van een regeling voor de handel in broeikasgasemissierechten binnen de Gemeenschap en tot wijziging van Richtlijn 96/61/EG van de Raad;

11° verbrandingsemissies : de uitstoot van broeikasgas die plaatsvindt bij de exotherme reactie van een brandstof met zuurstof;

12° procesemissies : uitstoot van broeikasgassen, de verbrandingsemissies uitgezonderd, die optreden ten gevolge van bedoelde of onbedoelde reacties tussen stoffen of de transformatie daarvan, waaronder de chemische of elektrolytische reductie van metaalertsen, de thermische ontbinding van stoffen en de vorming van stoffen bedoeld om te worden gebruikt als product of als grondstof;

13° inherente CO₂ : CO₂ dat deel uitmaakt van een brandstof;

14° conservatief : gebaseerd op een nader omschreven reeks aannames die garanderen dat de jaarlijkse emissies niet worden onderschat;

15° partij : een op representatieve wijze bemonsterde en gekarakteriseerde hoeveelheid brandstof of materiaal die hetzij in één keer, hetzij continu gedurende een bepaald tijdsverloop wordt overgebracht;

16° commercieel verhandelbare brandstoffen : brandstoffen met een gespecificeerde samenstelling die regelmatig en vrij worden verhandeld, voor zover de partij in kwestie tussen economisch autonome entiteiten werd verhandeld, met inbegrip van alle commercieel verkrijgbare standaardbrandstoffen, aardgas, lichte en zware stookolie, steenkool en petroleumcokes;

17° commercieel verhandelbare materialen : materialen met een vaste samenstelling die regelmatig en vrij worden verhandeld, voor zover de partij in kwestie tussen economisch autonome entiteiten werd verhandeld;

18° commercieel verhandelbare standaardbrandstof : de internationaal gestandaardiseerde commercieel verhandelbare brandstof waarvoor het 95 %-betrouwbaarheidsinterval van de gespecificeerde calorische waarde ten hoogste ± 1 % bedraagt, met name gasolie, lichte stookolie, benzine, lampolie, kerosine, ethaan, propaan en butaan.

19° nauwkeurigheid : de mate van overeenstemming tussen het resultaat van een meting en de echte waarde van een bepaalde grootte (of een referentiewaarde die met behulp van internationaal aanvaarde en traceerbare kalibratiematerialen en standaardmethoden empirisch is bepaald), rekening houdend met zowel toevals- als systematische factoren;

20° onzekerheid : een parameter, gerelateerd aan het resultaat van de bepaling van een grootte, die de spreiding karakteriseert van de waarden die redelijkerwijs kunnen worden toegekend aan die bepaalde grootte met inbegrip van de effecten van zowel systematische als toevalsfactoren, die wordt uitgedrukt als een percentage en die een betrouwbaarheidsinterval rond de gemiddelde waarde beschrijft dat 95 % van de geschatte waarden omvat, rekening houdend met de eventuele asymmetrie van de verdeling van die waarden;

21° rekenkundig gemiddelde : de som van alle waarden van een bepaalde reeks, gedeeld door het aantal elementen van de reeks;

22° meting : een reeks handelingen die ten doel heeft de waarde van een grootte te bepalen;

23° meetinstrument : een apparaat bestemd voor het verrichten van metingen, hetzij alleen, hetzij in combinatie met één of meer andere apparaten;

24° meetsysteem : een volledige reeks bij elkaar behorende meetinstrumenten en andere apparatuur, bijvoorbeeld bemonsterings- en gegevensverwerkingsapparatuur, gebruikt voor de bepaling van variabelen zoals de activiteitsgegevens, het koolstofgehalte, de calorische waarde of de emissiefactor van CO₂-emissies;

25° kalibratie : de reeks handelingen waarbij onder gespecificeerde voorwaarden het verband wordt vastgesteld tussen de waarden die worden aangegeven door een meetinstrument of meetsysteem, of de waarden belichaamd in een materiële maatstaf of een referentiemateriaal, en de overeenkomstige waarden welke een grootte aanneemt in een referentiestandaard;

26° continue emissiemeting : een reeks handelingen die ten doel heeft de waarde van een grootte te bepalen door middel van periodieke metingen (meerdere per uur), waarbij hetzij in situ metingen in de schoorsteen, hetzij een extractieprocedure met een nabij de schoorsteen aangebracht meetinstrument worden gebruikt; hieronder vallen niet de methoden die gebaseerd zijn op metingen aan monsters die individueel aan de schoorsteen worden onttrokken;

27° standaardomstandigheden : een temperatuur van 273,15 K (d.w.z. 0 °C) en een druk van 101325 Pa ter bepaling van een kubieke meter normaal (Nm³).

28° onredelijke kosten : kosten van een maatregel die niet in verhouding staan tot de totale baten daarvan, zoals bepaald door de bevoegde administratie. Wat de keuze van de niveaus betreft, kan de waarde van de emissierechten overeenstemmend met een verhoging van de nauwkeurigheid als drempelwaarde worden gehanteerd. Voor maatregelen die de kwaliteit van de emissierapportage verhogen maar geen directe impact op de nauwkeurigheid hebben, kunnen kosten die een indicatieve drempelwaarde van 1 % van de gemiddelde waarde van de voor de voorgaande handelsperiode gerapporteerde en beschikbare emissiegegevens overschrijden, als onredelijke kosten worden aangemerkt. Voor installaties waarvoor dergelijke historische gegevens ontbreken, worden gegevens van representatieve installaties waar dezelfde of vergelijkbare activiteiten plaatsvinden als referentie gebruikt en overeenkomstig hun capaciteit op- of afgeschaald;

29° technisch haalbaar : de technische middelen die nodig zijn om aan de eisen van het voorgestelde systeem te voldoen, kunnen door de exploitant binnen de voorgeschreven termijn worden aangeschaft;

30° minimis-bronstromen : een groep door de exploitant geselecteerde kleine bronstromen die gezamenlijk 1 kton of minder fossiel CO₂ per jaar uitstoten of die minder dan 2 % van de totale jaarlijkse emissies van fossiel CO₂ van die installatie vóór aftrek van het overgedragen CO₂ (tot een totaal maximum van 20 kton fossiel CO₂ per jaar) vertegenwoordigen, waarbij het criterium dat de hoogste absolute emissiewaarde oplevert bepalend is;

31° grote bronstromen : de groep bronstromen die niet behoren tot de groep van de kleine bronstromen;

32° kleine bronstroom : de door de exploitant geselecteerde bronstroom die gezamenlijk 5 kton of minder fossiel CO₂ per jaar uitstoten of die minder dan 10 % van de totale jaarlijkse emissies van fossiel CO₂ van de installatie vóór aftrek van het overgedragen CO₂ (tot een totaal maximum van 100 kton fossiel CO₂ per jaar) vertegenwoordigen, waarbij het criterium dat de hoogste absolute emissiewaarde oplevert bepalend is;

33° biomassa : niet-gefossiliseerd, biologisch afbreekbaar organisch materiaal afkomstig van planten, dieren en micro-organismen, met inbegrip van producten, bijproducten, residuen en afval van de landbouw, de bosbouw en aanverwante bedrijfstakken alsook de niet-gefossiliseerde en biologisch afbreekbare organische fracties van industrieel en huishoudelijk afval, met inbegrip van gassen en vloeistoffen die bij de ontbinding van niet-gefossiliseerd, biologisch afbreekbaar materiaal worden gewonnen;

34° zuiver : bij toepassing op stoffen : het feit dat een materiaal of brandstof voor ten minste 97 % (op massabasis) uit de genoemde stof of het genoemde element bestaat — overeenstemmend met de handelsindeling "purum". In het geval van biomassa gaat het om de fractie biomassakoolstof ten opzichte van de totale hoeveelheid koolstof in de brandstof of het materiaal;

35° energiebalansmethode : een methode ter schatting van de hoeveelheid energie die in een ketel als brandstof wordt gebruikt, waarbij deze wordt berekend als de som van de nuttige warmte en alle relevante energieverliezen door straling en overdracht en via de rookgassen;

36° controlerisico : de kans op beduidende onjuiste opgaven van een parameter in het jaarlijkse emissieverslag die door het controlesysteem niet tijdig worden voorkomen of gedetecteerd en gecorrigeerd;

37° detectierisico : het risico dat de verificateur een beduidende onjuiste opgave of een beduidende non-conformiteit niet detecteert;

38° intrinsiek risico : de kans op beduidende onjuiste opgaven van een parameter in het jaarlijkse emissieverslag, in de veronderstelling dat er terzake geen controle wordt uitgeoefend;

39° verificatierisico : het risico dat de verificateur een onjuist verificatieadvies uitbrengt. Het verificatierisico hangt af van het intrinsieke risico, het controlerisico en het detectierisico;

40° redelijke mate van zekerheid : een hoge maar niet absolute mate van zekerheid, vervat in een formeel verificatieadvies, ten aanzien van de vraag of het geverifieerde emissieverslag vrij is van beduidende onjuiste opgaven en de vraag of de installatie geen beduidende non-conformiteiten vertoont;

41° materialiteitsniveau : de kwantitatieve drempel- of grenswaarde die wordt gehanteerd bij de totstandkoming van het passende verificatieadvies betreffende de in het jaarlijkse emissieverslag gerapporteerde emissiegegevens;

42° mate van zekerheid : de mate waarin de verificateur er in de conclusies van zijn verificatie zeker van is dat de informatie die in het jaarlijkse emissieverslag voor een installatie is verstrekt, geen, respectievelijk wel, beduidende onjuiste opgaven bevat;

43° non-conformiteit : elke handeling of nalatigheid, bedoeld of onbedoeld, in de geverifieerde installatie die in strijd is met de voorschriften van het monitoringplan dat door de bevoegde autoriteit als onderdeel van de vergunning van de installatie is goedgekeurd;

44° beduidende non-conformiteit : een non-conformiteit ten aanzien van de voorschriften van het monitoringplan dat door de bevoegde autoriteit overeenkomstig de vergunning van de installatie is goedgekeurd, die zodanig is dat zij kan leiden tot een verschillende behandeling van de installatie door de bevoegde autoriteit;

45° beduidende onjuiste opgave : een onjuiste opgave (omissie, verkeerde voorstelling of fout, met uitzondering van de toelaatbare onzekerheid) in het jaarlijkse emissieverslag die, volgens de professionele opinie van de verificateur, van invloed kan zijn op de manier waarop het jaarlijkse emissieverslag door de bevoegde autoriteit wordt behandeld, b.v. indien door de onjuiste opgave het materialiteitsniveau wordt overschreden;

46° accreditatie : in de context van verificatie : de afgifte van een verklaring door een accreditatie-instansie, gebaseerd op haar besluit in navolging van een grondige beoordeling van de verificateur, dat de officiële bevestiging vormt van diens onafhankelijkheid en bevoegdheid om verificaties uit te voeren conform de gespecificeerde eisen;

47° verificatie : de activiteiten die een verificateur ontplooit overeenkomstig het decreet van 10 november 2004 tot invoering van een regeling voor de handel in broeikasgasemissierechten, tot oprichting van een "Fonds wallon Kyoto" (Waals Kyotofonds) en betreffende de flexibiliteitsmechanismen van het Protocol van Kyoto;

48° verificateur : het aangewezen verificatieorgaan overeenkomstig het decreet van 10 november 2004 tot invoering van een regeling voor de handel in broeikasgasemissierechten, tot oprichting van een "Fonds wallon Kyoto" (Waals Kyotofonds) en betreffende de flexibiliteitsmechanismen van het Protocol van Kyoto.

49° bevoegde administratie : de bevoegde administratie voor de bestrijding van de luchtverontreiniging en de klimaatveranderingen;

50° bevoegde overheid : de bevoegde overheid om de milieuvergunning of de eenmalige vergunning af te leveren.

51° rangschikking van de installatie : rangschikking van de installaties volgens drie categorieën (A, B en C) die zich baseren op het gemiddelde van de werkelijke emissies van 2005 tot 2007.

HOOFDSTUK III. — Algemene beginselen betreffende de bewaking en de rapportage

Art. 3. De exploitant bewaakt en rapporteert de emissies van CO₂ afkomstig van de bronnen vermeld in zijn vergunning met inachtneming van de volgende beginselen :

1° volledigheid : de bewaking van en rapportage over een bedrijf moeten alle proces- en verbrandingsemissies omvatten die afkomstig zijn van alle bronnen die samenhangen met de activiteiten genoemd in artikel 1;

2° consistentie : bewaakte en gerapporteerde emissies moeten over een zeker tijdsverloop vergelijkbaar zijn, waarbij gebruik wordt gemaakt van dezelfde bewakingsmethodieken en gegevensbestanden;

3° transparantie : bewakingsgegevens, met inbegrip van aannamen, verwijzingen, berekeningsvariabelen, activiteitsgegevens, emissiefactoren, oxidatiefactoren en conversiefactoren, moeten worden verzameld en zodanig geregistreerd, samengevoegd, geanalyseerd en gedocumenteerd dat de verificateur en de bevoegde administratie de bepaling van de emissies kan reproduceren;

4° nauwkeurigheid : er moet op worden toegezien dat de bepaling van de emissiewaarden niet systematisch op hogere of lagere waarden uitkomt dan de werkelijke waarden van de emissies, voor zover dat kan worden beoordeeld, en dat onzekerheden zo klein mogelijk worden gehouden en worden gekwantificeerd wanneer dat in het kader van deze sectorale voorwaarden is vereist. Bovendien moeten de berekeningen en metingen van emissies met de maximaal haalbare nauwkeurigheid worden uitgevoerd. De exploitant moet een redelijke garantie geven dat emissies volledig

worden gerapporteerd. Alle meet- of andere beproevingsapparatuur die voor de rapportage van bewakingsgegevens wordt gebruikt, moet naar behoren worden toegepast, onderhouden, geijkt en gecontroleerd. Spreadsheets en andere hulpmiddelen die voor de opslag en bewerking van bewakingsgegevens worden gebruikt, mogen geen fouten bevatten; emissieverslagen en daarmee samenhangende bekendmakingen mogen geen beduidende onjuiste opgaven bevatten, moeten er qua selectie en presentatie van informatie op gericht zijn een onvertekend beeld op te leveren, en moeten een geloofwaardige en evenwichtige beschrijving geven van emissies uit een installatie;

5° kosteneffectiviteit : bij het kiezen van een bewakingsmethodiek moeten de verbeteringen welke een grotere nauwkeurigheid oplevert, tegen de extra kosten worden afgewogen. De bewaking van en rapportage over emissies moeten daarom zijn gericht op het behalen van de grootst mogelijke nauwkeurigheid, tenzij dit technisch niet haalbaar is of tot buitensporig hoge kosten zou leiden;

6° betrouwbaarheid : een geverifieerd emissieverslag precies moet weergeven wat het geacht wordt weer te geven of naar redelijke verwachting kan weergeven.

HOOFDSTUK IV. — Vereisten inzake bewaking en rapportage

Art. 4. § 1. Voor de bepaling van de emissies van zijn bedrijf stelt de exploitant de bevoegde overheid een monitoringsplan voor.

Het monitoringsplan moet de volgende elementen omvatten :

een beschrijving van de installatie en de in de installatie uitgevoerde activiteiten waarop de monitoring betrekking heeft;

2° informatie over de verantwoordelijkheden inzake monitoring en rapportage binnen de installatie;

3° een lijst van te monitoren emissiebronnen en bronstromen voor elke activiteit die in de installatie wordt uitgevoerd;

4° een omschrijving van de monitoringsmethodiek die zal worden toegepast :

a) hetzij op basis van berekening, namelijk "rekenmethode" waardoor emissies uit bronstromen kunnen worden bepaald op basis van activiteitsgegevens verkregen d.m.v. meetsystemen en bijkomende parameters uit laboratorium-analyses of standaardfactoren;

b) hetzij op basis van meten, namelijk "meetmethode" waardoor de emissies uit een bron kunnen worden bepaald door de concentratie van het betrokken broeikasgas in de gasachtige effluenten in continu te meten, alsook het debiet van de gasachtige effluenten;

5° een lijst en een omschrijving van de niveaus voor activiteitsgegevens, emissiefactoren, oxidatie- en conversiefactoren voor elke te monitoren bronstroom;

6° een beschrijving van de meetsystemen en een specificatie, met inbegrip van de precieze locatie, van de meetinstrumenten die voor elke te monitoren bronstroom zullen worden gebruikt;

7° gegevens waaruit blijkt dat de onzekerheidsdrempels voor activiteitsgegevens en andere parameters (indien van toepassing) voor de toepasselijke niveaus voor elke bronstroom worden nageleefd;

8° indien van toepassing, een beschrijving van de voor de bemonstering van brandstoffen en materialen te gebruiken methode om voor elk van de bronstromen de calorische onderwaarde, het koolstofgehalte, de emissiefactoren, de oxidatie- en conversiefactor en het biomassagehalte te bepalen;

9° een beschrijving van de beoogde informatiebronnen of analysemethoden om voor elk van de bronstromen de calorische onderwaarde, het koolstofgehalte, de emissiefactor, de oxidatiefactor, de conversiefactor of de biomassafractie te bepalen;

10° indien van toepassing, een lijst en een omschrijving van de niet-geaccrediteerde laboratoria en de desbetreffende analyseprocedures, met inbegrip van een lijst van alle toegepaste kwaliteitsborgingsmaatregelen, b.v. vergelijkingen tussen laboratoria als beschreven in punt 6.5.2. van hoofdstuk I van de bijlage;

11° indien van toepassing, een beschrijving van de systemen voor continue emissiemeting die ter monitoring van een emissiebron zullen worden gebruikt, d.w.z. de meetpunten, de meetfrequentie, de gebruikte apparatuur, de kalibratieprocedures, de procedures inzake verzameling en opslag van gegevens, de aanpak die wordt gevolgd om de berekeningen te bevestigen en de rapportage van activiteitsgegevens, emissiefactoren enz.;

12° indien van toepassing, wanneer de zogenaamde "fall-back"-methode (zie punt 2.1.2. van hoofdstuk I van de bijlage) wordt toegepast : een uitvoerige beschrijving van de methode en de onzekerheidsanalyse, voor zover deze niet reeds in het kader van de punten 1 tot 11° zijn behandeld;

13° een beschrijving van de procedures voor activiteiten inzake het verzamelen en verwerken van gegevens en de controle daarop, alsmede een beschrijving van die activiteiten;

14° indien van toepassing, informatie over relevante koppelingen met activiteiten in het kader van het communautaire milieubeheer- en milieuauditsysteem (EMAS) en andere milieubeheersystemen (b.v. ISO 14001 :2004), met name over voor de broeikasgasemissie monitoring en -rapportage relevante procedures en controles.

In afwijking van het tweede lid, kan de exploitant van een bedrijf waarvan de gemiddelde geverifieerde emissierapportage lager is dan 25 000 ton CO₂ per jaar gedurende de vorige handelsperiode aan de bevoegde administratie een vereenvoudigd monitoringsplan voorstellen dat minstens de gegevens bedoeld in de punten 1°, 2°, 3°, 5°, 6°, 11° en 12° hierboven bevat. Als de emissiegegevens niet meer geldig zijn wegens wijzigingen die aan de exploitatievoorwaarden of aan de eigenlijke installatie worden aangebracht, of bij gebrek aan historiek van de geverifieerde emissies, is het nodig, om een toepasselijke afwijking te hebben, dat de bevoegde administratie een conservatieve projectie van de emissies voor de vijf volgende jaren heeft goedgekeurd op grond waarvan de fossiele CO₂-emissies lager dan 25 000 ton per jaar zouden zijn.

§ 2. Het monitoringsplan bedoeld in § 1 wordt ter goedkeuring op papier aan de bevoegde administratie overgemaakt :

1° hetzij bij ter post aangetekend schrijven met bericht van ontvangst;

2° hetzij via elke gelijksoortige formule die de verzend- en de ontvangstdatum van de akte waarborgen, ongeacht de dienst die de gebruikte post verdeelt;

3° hetzij door de akte tegen ontvangstbewijs in te dienen.

De bevoegde administratie stuurt de aanvrager, bij aangetekend schrijven, zijn beslissing over de volledigheid en ontvankelijkheid van het monitoringsplan binnen vijftien dagen te rekenen van de dag waarop zij het plan heeft ontvangen. Bij ontstentenis wordt de aanvraag geacht volledig en ontvankelijk te zijn.

De aanvraag is onvolledig als de gevraagde gegevens ontbreken.

Als de aanvraag onvolledig is, moet de bevoegde administratie de ontbrekende gegevens aanduiden. De aanvrager maakt de ontbrekende gegevens aan de bevoegde administratie over volgens de modaliteiten bedoeld in het eerste lid. Binnen vijftien dagen na ontvangst van de aanvullende stukken stuurt de bevoegde administratie haar beslissing over het volledig en ontvankelijk karakter van de aanvraag naar de aanvrager. Bij ontstentenis wordt de aanvraag geacht volledig en ontvankelijk te zijn.

De aanvraag is onontvankelijk :

1° als ze werd ingediend wegens overtreding van de voorgeschreven vormen;

2° als ze twee keer onvolledig wordt geacht.

Als de aanvraag onontvankelijk is, moet de bevoegde administratie de onontvankelijkheidsgronden aan de aanvrager meedelen.

De bevoegde administratie stuurt de aanvrager haar beslissing ter goedkeuring van het monitoringsplan bij ter post aangetekend schrijven binnen vijfenveertig dagen te rekenen vanaf de dag dat hij zijn beslissing ter bevestiging van het volledig en ontvankelijk karakter van het plan heeft verstuurd.

Een beroep tegen de beslissingen bedoeld in het zesde lid kan door de exploitant worden ingesteld bij de Minister bevoegd voor Leefmilieu.

Op straffe van verval, wordt het beroep ingediend binnen dertig dagen na ontvangst van de beslissing.

Het beroep wordt ingediend volgens de modaliteiten bedoeld in het eerste lid.

De minister deelt zijn beslissing bij ter post aangetekende brief aan de aanvrager mee binnen vijfenveertig dagen, te rekenen van de dag waarop hij het beroep heeft ontvangen.

§ 3. De exploitant mag voorstellen om de emissies te meten indien hij kan aantonen dat hiermee, met toepassing van een combinatie van de hoogste niveaus, met zekerheid een grotere nauwkeurigheid wordt bereikt dan met de relevante berekeningen, en de vergelijking tussen meten en berekenen is gebaseerd op een identieke lijst van bronnen en emissies.

Voor elke verslagperiode moet de exploitant de gemeten emissies bevestigen door berekening in overeenstemming met de richtsnoeren omschreven in de bijlage. Bij het kiezen van niveaus voor de berekening die ter bevestiging wordt uitgevoerd, moeten dezelfde regels gelden als voor de rekenmethode.

Mits dit door de bevoegde administratie is goedgekeurd, mag de exploitant meting en berekening combineren voor verschillende bronnen die tot één installatie behoren. Hij moet erop toezien en aantonen dat er geen hiaten en dubbeltelling ten aanzien van emissies optreden.

§ 4. Emissies van verbrandingsmotoren voor vervoersdoeleinden vallen niet onder de emissieramingen.

§ 5. Indien de productiecapaciteit of het productievermogen van één of een aantal activiteiten die vallen onder eenzelfde categorie bedoeld in artikel 1, afzonderlijk of gezamenlijk de desbetreffende drempelwaarde volgens artikel 1 in één installatie of op één locatie overschrijdt, moeten alle emissies uit alle bronnen van alle in artikel 1 genoemde activiteiten in die installatie of op die locatie worden bewaakt of worden gerapporteerd.

§ 6. Of een aanvullende verbrandingsinstallatie moet worden gezien als onderdeel van een installatie waarin een andere in artikel 1 bedoelde activiteit plaatsvindt, of als afzonderlijke installatie, is afhankelijk van lokale omstandigheden en moet zijn vastgelegd in de vergunning van de installatie.

§ 7. Alle emissies uit een installatie moeten worden toegewezen aan die installatie, ook als er warmte of elektriciteit naar andere installaties wordt afgevoerd. Emissies die samenhangen met de opwekking van warmte of elektriciteit die uit andere installaties wordt aangevoerd, mogen niet worden toegewezen aan de installatie waarin deze worden aangevoerd.

§ 8. Onverminderd de toepassing van artikel 65 van het decreet van 11 maart 1999 betreffende de milieuvergunning voor de wijzigingen betreffende de gegevens opgenomen in de milieuvergunning of de eenmalige vergunning overeenkomstig de artikelen 19, tweede lid, en 46, tweede lid, van het besluit van de Waalse Regering van 4 juli 2002 betreffende de procedure en diverse maatregelen voor de uitvoering van het decreet van 11 maart 1999 betreffende de milieuvergunning, wordt elke wijziging van het monitoringsplan zo snel mogelijk nadat de exploitant daarvan kennis heeft genomen of redelijkerwijs kennis had kunnen nemen, aan de bevoegde administratie gemeld, tenzij in het monitoringplan anders is bepaald.

De gewijzigd bladzijden van het monitoringsplan worden ter goedkeuring op papier aan de bevoegde administratie overgemaakt :

1° hetzij bij ter post aangetekend schrijven met bericht van ontvangst;

2° hetzij via elke gelijksoortige formule die de verzend- en de ontvangstdatum van de akte waarborgen, ongeacht de dienst die de gebruikte post verdeelt;

3° hetzij door de akte tegen ontvangstbewijs in te dienen.

De bevoegde administratie stuurt de aanvrager haar beslissing ter goedkeuring van de wijziging van het monitoringsplan bij ter post aangetekend schrijven binnen vijftien dagen te rekenen vanaf de dag dat hij de wijziging van het monitoringsplan heeft ontvangen. De technische ambtenaar wordt gelijktijdig per gewone post ingelicht.

Art. 5. De bewakingsmethodiek moet worden gewijzigd indien daarmee de nauwkeurigheid van de verstrekte gegevens wordt verbeterd, tenzij dit technisch niet haalbaar is of zou leiden tot hoge kosten.

Art. 6. Voor substantiële wijzigingen van de monitoringmethodiek als onderdeel van het monitoringplan is de toestemming van de bevoegde autoriteit vereist indien het gaat om :

1° de indeling van de installatie in een andere categorie;

2° de verandering tussen een rekenmethode en een meetmethode voor de bepaling van de emissies;

3° een toename van de onzekerheid betreffende de activiteitsgegevens of andere parameters, indien van toepassing, welke leidt tot een ander niveau.

Art. 7. Wijzigingen in het monitoringplan dienen in de interne registers van de exploitant duidelijk te worden vermeld, gemotiveerd en uitvoerig gedocumenteerd.

Art. 8. De monitoringmethode wordt bepaald en uitgevoerd met inachtneming van de algemene en specifieke richtsnoeren omschreven in bijlage.

De specifieke richtsnoeren bevatten verschillende methodieken om de volgende variabelen te bepalen : activiteitsgegevens (ze bestaan zelf uit twee variabelen brandstofdebiet/materiaalstroom en lager warmtevermogen), emissiefactoren, oxidatie- of conversiefactoren. Deze methodieken zijn in niveaus ingedeeld. Met de oplopende nummering van niveaus, die vanaf 1 begint, wordt een oplopende mate van nauwkeurigheid aangegeven, waarbij het niveau met het hoogste nummer de voorkeur heeft. Gelijkwaardige niveaus worden aangeduid met hetzelfde niveaunummer en een toegevoegde letter. Voor activiteiten waarvoor deze richtlijnen alternatieve rekenmethoden aanreiken mag een exploitant alleen van de ene methode naar de andere omschakelen, wanneer hij, tot voldoening van de bevoegde administratie, kan aantonen dat deze omschakeling leidt tot een grotere nauwkeurigheid in de bewaking van en rapportage over de emissies van de betreffende activiteit.

De exploitanten moeten de methode van het hoogste niveau gebruiken om voor alle bronstromen in een installatie alle variabelen voor bewaking en rapportage te bepalen, onder voorbehoud van de volgende afwijkingen die na gunstig advies van de administratie worden toegestaan :

1° alleen wanneer ten genoegen van de bevoegde administratie is aangetoond dat de methode van het hoogste niveau technisch niet haalbaar is of zou leiden tot buitensporig hoge kosten, mag voor die variabele binnen een monitoringmethodiek het eerstvolgende lagere niveau worden aangehouden. Daarom moet het gekozen niveau de hoogste graad van nauwkeurigheid weergeven die technisch haalbaar is en niet leidt tot buitensporig hoge kosten;

2° de exploitant mag voor de bepaling van de variabelen aan de hand waarvan de emissies van kleine bronstromen worden berekend ten minste niveau 1 kiezen, en voor de minimis-bronstromen monitoring- en rapportagemethoden toepassen die gebaseerd zijn op eigen, niet met enig niveau geassocieerde schattingsmethoden;

3° Voor installaties of technisch onderscheidbare onderdelen daarvan mogen met betrekking tot als zuiver aangemerkte biobrandstoffen en materialen schattingsmethoden worden toegepast waarvoor geen nauwkeurighedsniveau is bepaald ("no-tier"-methoden), tenzij de aldus bepaalde waarde wordt gebruikt om van de door continue emissiemeting bepaalde emissies het van biomassa afkomstige CO₂ af te trekken. Tot deze "no-tier" methoden behoort de energiebalansmethode. CO₂-emissies uit fossiel materiaal dat als onzuiverheid voorkomt in als zuivere biomassa aangemerkte brandstoffen en materialen, moeten worden gerapporteerd onder de biomassa-bronstroom en mogen worden geschat met behulp van "no-tier"-methoden. Gemengde brandstoffen en materialen die biomassa bevatten, dienen te worden gekarakteriseerd overeenkomstig het bepaalde in punt 6.4 van hoofdstuk I van de bijlage, tenzij de bronstroom als de minimis kan worden beschouwd.

4° de exploitant van een installatie waarvan de gemiddelde geverifieerde gerapporteerde emissies gedurende de voorgaande handelsperiode minder dan 25 000 t CO₂ per jaar bedroeg, mag lagere niveaus gebruiken, het minimum is niveau 1, voor elke betrokken bronstroom en variabel. Als de emissiegegevens niet meer geldig zijn wegens wijzigingen die aan de exploitatievoorwaarden of aan de eigenlijke installatie worden aangebracht, of bij gebrek aan historiek van de geverifieerde emissies, is het nodig, om een toepasselijke afwijking te hebben, dat de bevoegde administratie een conservatieve projectie van de emissies voor de vijf volgende jaren heeft goedgekeurd op grond waarvan de fossiele CO₂ emissies minder dan 25 000 ton per jaar zouden bedragen.

De exploitant mag, met de goedkeuring van de bevoegde administratie, voor de variabelen verschillende goedgekeurde niveaus toepassen, die binnen één enkele berekening worden toegepast (activiteitsgegevens, emissiefactoren, oxidatie- of conversiefactoren).

Onverminderd de installaties bedoeld in het derde lid, 4°, moeten de exploitanten voor alle grote bronstromen ten minste de in onderstaande tabel gespecificeerde niveaus toepassen, tenzij dit technisch niet haalbaar is :

	Activiteitsgegevens				Emissiefactor	Samenstellings- gegevens	Oxidatiefactor	Conversiefactor
	Brandstofstroom		Lager warmtevermogen.					
V: Roosten en sinteren van metaalerts								
Massabalans	1	2	3	n.v.t.	n.v.t.	2	3	3
Carbonaatinzet	1	1	2	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
VI: Ruwijzer en staal								
Massabalans	1	2	3	n.v.t.	n.v.t.	2	3	3
Brandstofinzet	1	2	3	2	3	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
VII: Cement								
Op basis van inzet in de oven	1	2	3	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Op basis van geproduceerde klinker	1	1	2	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Cementovenstof	1	1	2	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Niet-carbonaatkoolstof	1	1	2	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
VIII: Kalk								
Carbonaten	1	2	3	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Aardalkalioxiden	1	1	2	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
IX: Glas								
Carbonaten	1	1	2	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
X: Keramische producten								
Koolstofinzet	1	1	2	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Alkalioxiden	1	1	2	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Gasreiniging	1	1	1	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
XI: Pulp en papier								
Standaardmethode	1	1	1	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.

Art. 9. De exploitant mag wijzigingen van de niveaus zonder onnodige vertraging voorstellen wanneer :

- 1° er wijzigingen zijn opgetreden in de beschikbare gegevens waardoor emissies nauwkeuriger kunnen worden bepaald;
- 2° een nieuw type emissie zich heeft voorgedaan;
- 3° er zich een substantiële wijziging heeft voorgedaan in de scala van brandstoffen of betrokken grondstoffen
- 4° er fouten zijn vastgesteld in gegevens die voortvloeien uit de monitoringsmethodiek.

Art. 10. Wanneer het hoogste niveau of het overeengekomen aan variabelen gekoppelde niveau tijdelijk om technische redenen niet haalbaar is, mag een exploitant het hoogste haalbare niveau toepassen totdat de omstandigheden voor toepassing van het vroegere niveau zijn hersteld. De exploitant moet zonder onnodige vertraging aan de bevoegde administratie aantonen waarom een niveauwijziging noodzakelijk is en gedetailleerde informatie over de voorlopige bewakingsmethodiek verstrekken. De exploitant moet alle noodzakelijke maatregelen nemen om een vlot herstel van het oorspronkelijke niveau voor bewaking en rapportage mogelijk te maken.

Art. 11. Wijzigingen van niveaus moeten in alle gevallen volledig zijn gedocumenteerd. Kleine hiaten in gegevensbestanden ten gevolge van storingen van meetapparatuur moeten worden behandeld volgens een goede professionele praktijk, voor zover ze door de bevoegde autoriteit aangenomen zijn na advies van de administratie, en in overeenstemming met de bepalingen van de IPPC-publicatie "Reference Document on the General Principles of Monitoring", zoals uitgewerkt door de Europese Commissie (juli 2003). Wanneer er binnen een verslagperiode een niveauwijziging plaatsvindt, moeten de resultaten voor de betreffende activiteit gedurende de desbetreffende delen van de verslagperiode worden berekend en gerapporteerd als afzonderlijke onderdelen van het jaarlijkse verslag aan de bevoegde administratie.

Art. 12. Wanneer het technisch niet haalbaar is of tot onredelijk hoge kosten zou leiden om tenminste de eisen van niveau 1 voor alle bronstromen, met uitzondering van de de minimis-bronstromen, toe te passen, dient de exploitant een zogenaamde "fall-back"-methode toe te passen. Daarbij wordt de exploitant vrijgesteld van de toepassing van de niveaus en wordt het mogelijk gemaakt een volledig op de betrokken bronstromen toegesneden monitoringmethodiek op te stellen.

HOOFDSTUK V — Opslag van informatie

Art. 13. De exploitant documenteert en bewaart de gegevens inzake de bewaking van CO₂-emissies afkomstig van de bronnen van de installaties en activiteiten vermeld in zijn vergunning.

Deze bewakingsgegevens moeten voldoende zijn om te zorgen dat het jaarlijkse emissieverslag dat de exploitant overlegt, kan worden geverifieerd.

Gegevens die niet tot het jaarlijkse emissieverslag behoren, behoeven niet te worden gerapporteerd of openbaar te worden gemaakt.

Om te zorgen dat de bepaling van emissies door de verificateur of een andere derde kan worden gereproduceerd, moet een exploitant die de methode van berekening toepast tot ten minste tien jaar na overlegging van het verslag voor elk verslagjaar de volgende documentatie bewaren :

- 1° de lijst van alle gemonitorde bronstromen;
- 2° de activiteitsgegevens die zijn gebruikt voor alle berekeningen van emissies uit elke bronstroom, ingedeeld naar proces en brandstoftype;
- 3° documentatie die de juistheid aantoont van de keuze van de monitoringsmethodiek, en de bescheiden waarin de redenen van alle door de bevoegde autoriteit goedgekeurde tijdelijke en permanente wijzigingen van monitoringsmethodieken en niveaus worden gegeven;
- 4° documentatie over de monitoringsmethodiek en over de resultaten van de ontwikkeling van specifieke emissiefactoren en biomassafracties van specifieke brandstoffen, alsmede oxidatie- of conversiefactoren, en de respectieve bewijzen van de vergunning;
- 5° documentatie over het proces van de verzameling van activiteitsgegevens voor de installatie;
- 6° de activiteitsgegevens, emissie-, oxidatie- of conversiefactoren die zijn overgelegd aan de bevoegde administratie voor het nationale toewijzingsplan, over de jaren voorafgaand aan de handelsregeling;
- 7° documentatie over de verantwoordelijkheden in verband met de emissie-monitoring;
- 8° het jaarlijkse emissieverslag;
- 9° alle overige informatie die de bevoegde administratie of de verificateur nuttig acht om het jaarlijkse emissieverslag te verifiëren.

De volgende aanvullende informatie moet eveneens worden bewaard wanneer de methode van meting wordt toegepast :

- 1° de lijst van alle gemonitorde emissiebronnen;
- 2° de documentatie die de juistheid van de keuze voor meting als monitoringsmethodiek aantoont;
- 3° de gegevens die zijn gebruikt voor de onzekerheidsanalyse van CO₂-emissies uit elke bron, ingedeeld naar processtypen en brandstofsoort;
- 4° de gegevens die zijn gebruikt voor de ter bevestiging uitgevoerde berekeningen;
- 5° een uitgebreide technische beschrijving van het systeem voor continue meting, met inbegrip van documenten inzake de goedkeuring door de bevoegde autoriteit;
- 6° onbewerkte en gecombineerde gegevens van het systeem voor continue meting, met inbegrip van documentatie over wijzigingen die in de loop der tijd plaatsvinden en het logboek met vermeldingen over proeven, storingen, ijking, controlebeurten en onderhoud;
- 7° documentatie over alle wijzigingen van het meetstelsel.

HOOFDSTUK VI. — *Controle**Afdeling 1. — Verzameling en verwerking van gegevens*

Art. 14. De exploitant moet effectieve gegevensverzamelings- en -verwerkingsactiviteiten ontwikkelen, documenteren, uitvoeren en handhaven, hierna "dataflow-activiteiten" genoemd, met het oog op de monitoring en rapportage van de broeikasgasemissies in overeenstemming met het goedgekeurde monitoringplan, de vergunning en deze richtsnoeren. Deze dataflow-activiteiten omvatten het uitvoeren van metingen, monitoring, analyse, registratie, verwerking en de berekening van parameters ten behoeve van de rapportage van de broeikasgasemissies.

Afdeling 2. — Controlesysteem

Art. 15. De exploitant moet een effectief controlesysteem opzetten, documenteren, uitvoeren en onderhouden teneinde te garanderen dat het uit de dataflow-activiteiten voortvloeiende jaarlijkse emissieverslag geen onjuiste opgaven bevat en in overeenstemming is met het goedgekeurde monitoringplan, de vergunning en deze richtsnoeren.

Het controlesysteem omvat de op doeltreffende monitoring en rapportage gerichte processen zoals opgezet en toegepast door de personen die met de jaarlijkse emissierapportage zijn belast. Het controlesysteem bestaat uit de volgende onderdelen :

1° de beoordeling door de exploitant zelf van het intrinsieke risico en het controlerisico op fouten, onjuiste opgaven (onjuiste voorstellingen van zaken of omissies) in het jaarlijkse emissieverslag en non-conformiteiten ten aanzien van het goedgekeurde monitoringplan, de vergunning en deze richtsnoeren;

2° controleactiviteiten die de gesignaleerde risico's helpen beperken.

Art. 16. De exploitant evalueert en verbetert zijn controlesysteem teneinde ervoor te zorgen dat het jaarlijkse emissieverslag geen beduidende onjuiste opgaven en geen beduidende nonconformiteiten bevat. Deze evaluaties omvatten interne audits van het controlesysteem en de gerapporteerde gegevens. Het controlesysteem kan verwijzen naar andere procedures en documenten, met inbegrip van die welke deel uitmaken van de volgende beheersystemen : het communautaire milieubeheer- en milieuauditsysteem (EMAS), ISO 14001:2004 ("Environmental management systems — Specification with guidance for use"), ISO 9001:2000 en systemen van financiële controle. Wanneer een dergelijke verwijzing is opgenomen, draagt de exploitant er zorg voor dat het toegepaste systeem in kwestie tegemoetkomt aan de eisen van het goedgekeurde monitoringplan, de vergunning en deze richtsnoeren.

*Afdeling 3. — Controleactiviteiten**Onderafdeling 1 — Beginsel*

Art. 17. Ter beheersing en beperking van het intrinsieke risico en het controlerisico overeenkomstig afdeling 2 omschrijft de exploitant controleactiviteiten en voert hij deze uit overeenkomstig deze afdeling.

Onderafdeling 2 — Procedures en verantwoordelijkheden

Art. 18. De exploitant wijst de verantwoordelijkheden toe voor alle dataflow-activiteiten en voor alle controle-activiteiten. Onverenigbare taken, bijvoorbeeld uitvoerende activiteiten en controleactiviteiten, dienen voor zover mogelijk te worden gescheiden. Zoniet dan moet in alternatieve controles worden voorzien.

Art. 19. De exploitant documenteert de dataflow-activiteiten overeenkomstig artikel 14 en de controleactiviteiten overeenkomstig de artikelen 20 tot 25 in schriftelijke procedures, met inbegrip van :

1° de opeenvolging van en interactie tussen de gegevensverzamelings- en gegevensverwerkingsactiviteiten overeenkomstig artikel 14, m.i.v. de gebruikte berekenings- en meetmethoden;

2° de risicobeoordeling van de definitie en de evaluaties die deel uitmaken van het controlesysteem overeenkomstig afdeling 2°;

3° het beheer van de capaciteiten die nodig zijn voor de overeenkomstig deze onderafdeling toegewezen verantwoordelijkheden;

4° de kwaliteitsborging van de gebruikte meetapparatuur en informatietechnologie (indien van toepassing) overeenkomstig artikel 20;

5° de interne analyses van de gerapporteerde gegevens overeenkomstig artikel 22°;

6° de uitbestede processen overeenkomstig artikel 23;

7° de correcties en bijsturingmaatregelen overeenkomstig artikel 24;

8° registratie en documentatie overeenkomstig artikel 25.

Voor elk van de procedures bedoeld in het eerste lid wordt, desgevallend, aandacht besteed aan de volgende elementen :

1° de verantwoordelijkheden;

2° de registraties, elektronisch en fysiek, naargelang wat mogelijk en passend is;

3° de gebruikte informatiesystemen, indien van toepassing;

4° de input en output, en een duidelijke koppeling met de voorgaande en de volgende activiteit;

5° de frequentie, indien van toepassing.

De procedures dienen zodanig te zijn dat onderkende risico's worden geminimaliseerd.

Onderafdeling 3 — Kwaliteitsborging

Art. 20. § 1. De exploitant moet er zorg voor dragen dat desbetreffende meetapparatuur regelmatig en voorafgaand aan het gebruik wordt gekalibreerd, bijgesteld en gecontroleerd op grond van meetnormen die zijn afgeleid van internationale meetnormen, voor zover beschikbaar, rekening houdend met de overeenkomstig afdeling 2 vastgestelde risico's.

§ 2. De exploitant geeft in voorkomend geval in het monitoringplan aan welke onderdelen van een meetinstrument niet kunnen worden gekalibreerd, en stelt alternatieve controleactiviteiten voor; hiervoor is de toestemming van de bevoegde administratie.

Wanneer wordt vastgesteld dat de apparatuur niet aan de eisen voldoet, moet de exploitant onmiddellijk correctieve maatregelen nemen.

§ 3. De registers met de resultaten van kalibratie en waarmerking moeten gedurende tien jaar worden bewaard.

§ 4. Indien de exploitant gebruik maakt van informatietechnologie, m.i.v. gecomputeriseerde procesbeheersingstechnologie, dient deze zodanig te zijn ontworpen, gedocumenteerd, beproefd, geïmplementeerd, gecontroleerd en onderhouden dat een betrouwbare, nauwkeurige en tijdige verwerking van de gegevens gewaarborgd is, rekening houdend met de overeenkomstig afdeling 2 vastgestelde risico's. Dit behelst eveneens de correcte toepassing van de berekeningsformules in het monitoringplan. De controle over de informatietechnologie behelst met name toegangscontrole, back-up- en herstelprocedures, continuïteitsplanning en beveiliging.

Art. 21. De vereiste om het bewijs te leveren van de naleving van de kalibratie-eisen bedoeld in artikel 20 is niet van toepassing op de installaties waarvan de gemiddelde geverifieerde gerapporteerde emissies gedurende de voorgaande handelsperiode minder dan 25 000 ton CO₂ per jaar bedragen.

Als de emissiegegevens niet meer geldig zijn wegens wijzigingen die aan de exploitatievoorwaarden of aan de eigenlijke installatie worden aangebracht, of bij gebrek aan historiek van de geverifieerde emissies, is het nodig, om de vrijstelling toe te passen, dat de bevoegde administratie een conservatieve projectie van de emissies voor de vijf volgende jaren heeft goedgekeurd op grond waarvan de fossiele CO₂-emissies minder dan 25 000 ton per jaar zouden bedragen.

Onderafdeling 4 — Toetsing en validatie van gegevens

Art. 22. § 1. Met het oog op het beheer van de gegevensstromen voorziet de exploitant in de toetsing en validatie van de gegevens, rekening houdend met de overeenkomstig afdeling 2 vastgestelde risico's. Deze validaties kunnen hetzij handmatig, hetzij elektronisch worden uitgevoerd. De validaties moeten zo worden opgezet dat de criteria voor het verwerpen van gegevens zoveel mogelijk van tevoren vaststaan.

§ 2. Een eenvoudige en doeltreffende toetsing van gegevens kan op operationeel niveau worden uitgevoerd door verticale en horizontale vergelijking van gemeten waarden.

Bij de verticale methode worden emissiegegevens met elkaar vergeleken die in verschillende jaren voor dezelfde installatie zijn gevonden. Wanneer verschillen tussen jaarlijkse gegevens niet vanuit onderstaande aspecten kunnen worden verklaard, is er waarschijnlijk sprake van een monitoringfout :

- 1° wijzigingen in activiteitsniveau;
- 2° wijzigingen ten aanzien van brandstoffen of ingezette materialen;
- 3° wijzigingen ten aanzien van de emitterende processen (b.v. verbeteringen van het energierendement).

Bij de horizontale methode worden waarden van verschillende operationele systemen voor gegevensverzameling vergeleken, zoals :

1° de vergelijking van gegevens over de aankoop van brandstoffen of materialen met gegevens over voorraadwijzigingen (op basis van de begin- en eindomvang van de voorraad) en gegevens over het verbruik door de relevante bronstromen;

2° de vergelijking van emissiefactoren die zijn bepaald door analyse of berekening of die zijn verkregen van de brandstofleverancier, met nationale of internationale referentiewaarden voor emissiefactoren van vergelijkbare brandstoffen;

3° de vergelijking van emissiefactoren op basis van brandstofanalyses met nationale of internationale referentiewaarden voor emissiefactoren van vergelijkbare brandstoffen;

- 4° de vergelijking van gemeten en berekende emissies.

Onderafdeling 5 — Uitbestede processen

Art. 23. Wanneer een exploitant ervoor kiest een dataflow-processen uit te besteden, controleert hij de kwaliteit van deze processen, rekening houdend met de overeenkomstig afdeling 2 vastgestelde risico's.

De exploitant stelt passende eisen vast ten aanzien van de te leveren prestaties en methoden en toetst de kwaliteit van de geleverde resultaten.

Onderafdeling 6 — Correcties en bijsturingsmaatregelen

Art. 24. Wanneer enig onderdeel van de dataflow- of controleactiviteiten (apparaat, apparatuur, personeelslid, leverancier, procedure, enz.) niet naar behoren of niet binnen de vastgestelde grenzen blijkt te functioneren, neemt de exploitant onverwijld passende bijsturingsmaatregelen en worden de te verwerpen gegevens gecorrigeerd.

De exploitant beoordeelt de geldigheid van de uitkomsten van de procedurestappen in kwestie, traceert de basisoorzaak van het mankement of de fout en neemt passende bijsturingsmaatregelen.

De activiteiten die in dit gedeelte aan de orde zijn, worden uitgevoerd overeenkomstig afdeling 2, volgens een risicogerelateerde aanpak.

Onderafdeling 7 — Registers en documentatie

Art. 25. § 1. Om de naleving van de voorschriften te kunnen aantonen en garanderen en om de gerapporteerde emissiegegevens te kunnen reconstrueren, bewaart de exploitant gedurende ten minste 10 jaar de registers betreffende alle controleactiviteiten, m.i.v. kwaliteitsborging/kwaliteitscontrole van apparatuur en informatietechnologie, toetsing en validatie van gegevens en correcties en alle in artikel 13 genoemde informatie.

De exploitant ziet erop toe dat de documenten in kwestie beschikbaar zijn waar en wanneer zij voor het verrichten van de dataflow- en controleactiviteiten noodzakelijk zijn. De exploitant moet over een procedure beschikken om de verschillende versies van deze documenten te identificeren, over te leggen, te verspreiden en te controleren.

§ 2. De activiteiten die in dit gedeelte aan de orde zijn, worden uitgevoerd overeenkomstig de risicogerelateerde aanpak als omschreven in afdeling 2.

Art. 26. Het besluit van de Waalse Regering van 10 november 2005 tot bepaling van de sectorale voorwaarden betreffende de bedrijven die een activiteit met CO₂-emissies uitoefenen, wordt opgeheven.

Art. 27. Dit besluit is van toepassing op de bestaande inrichtingen.

Art. 28. Dit besluit heeft uitwerking op 1 januari 2008.

Art. 29. De Minister tot wiens bevoegdheden het Leefmilieu behoort, is belast met de uitvoering van dit besluit.
Namen, 27 november 2008.

De Minister-President,
R. DEMOTTE

De Minister van Landbouw, Landelijke Aangelegenheden, Leefmilieu en Toerisme,
B. LUTGEN

Bijlage

Bijlage I. — Algemene en specifieke richtsnoeren voor de monitoring van de emissies

HOOFDSTUK I. — *Algemene richtsnoeren*

1. Grenzen

De monitoring van emissies omvat ook emissies die het gevolg zijn van regelmatige handelingen en afwijkende gebeurtenissen, inclusief opstarten, uitschakelen en noodsituaties, gedurende de verslagperiode.

Alle emissies uit een installatie moeten worden toegewezen aan die installatie, ook als er warmte of elektriciteit naar andere installaties wordt afgevoerd. Emissies die samenhangen met de opwekking van warmte of elektriciteit die uit andere installaties wordt aangevoerd, mogen niet worden toegewezen aan de installatie waarin deze worden aangevoerd.

2. Bepaling van emissies

2.1. Berekening

2.1.1. Berekeningsformules

De berekening van CO₂-emissies moet zijn gebaseerd op de volgende formule :

CO₂-emissies = activiteitengegevens x emissiefactor x oxidatiefactor

of op een alternatieve methode indien deze is gedefinieerd in de specifieke richtsnoeren.

De uitdrukkingen in deze formule worden als volgt voor verbrandingsemissies en procesemissies gespecificeerd :
Verbrandingsemissies :

De activiteitsgegevens moeten op het brandstofverbruik zijn gebaseerd. De gebruikte hoeveelheid brandstof wordt uitgedrukt in termen van energie-inhoud als TJ. De emissiefactor wordt uitgedrukt als t CO₂/TJ. Bij benutting van energie oxideert niet alle in de brandstof aanwezige koolstof tot CO₂. Deze onvolledige oxidatie wordt veroorzaakt door ondoelmatigheden in het verbrandingsproces waardoor een deel van de koolstof niet verbrandt of gedeeltelijk tot roet of as oxideert. Koolstof die niet is geoxideerd, wordt weergegeven door middel van de oxidatiefactor, die als fractie moet worden uitgedrukt. Wanneer de oxidatiefactor in de emissiefactor wordt meegenomen, mag er geen afzonderlijke oxidatiefactor worden toegepast. De oxidatiefactor moet als percentage worden uitgedrukt. Dit resulteert in de volgende berekeningsformule :

CO₂-emissies = brandstofstroom [t of Nm³] x calorische onderwaarde [TJ/t of TJ/Nm³] x emissiefactor [tCO₂/TJ] x oxidatiefactor

De berekening van verbrandingsemissies wordt nader gespecificeerd in de specifieke richtsnoeren.

Emissies uit procédés :

De activiteitsgegevens moeten zijn gebaseerd op materiaalverbruik, doorvoercapaciteit of productiecapaciteit en worden uitgedrukt als t of m³. De emissiefactor wordt uitgedrukt als [tCO₂/t of t CO₂/m³]. Koolstof in ingezette materialen die tijdens het proces niet in CO₂ wordt omgezet, wordt meegenomen in de conversiefactor die als fractie moet worden uitgedrukt. Wanneer een conversiefactor in de emissiefactor wordt meegenomen, mag er geen afzonderlijke conversiefactor worden toegepast. De gebruikte hoeveelheid ingezet materiaal wordt uitgedrukt in termen van massa of volume [t of m³]. Dit resulteert in de volgende berekeningsformule :

CO₂-emissies = activiteitsgegevens [t of m³] x emissiefactor [tCO₂/t of t CO₂/m³] x conversiefactor

De berekening van procesemissies wordt nader gespecificeerd in de specifieke richtsnoeren, waarbij soms specifieke referentiewaarden voor de factoren worden gegeven.

2.1.2. « Fall-back »-methode

De exploitant moet ten genoegen van de bevoegde administratie aantonen dat indien deze alternatieve monitoringmethodiek op de hele installatie wordt toegepast, de in de volgende tabel gespecificeerde drempelwaarden voor de totale onzekerheid m.b.t. de jaarlijkse broeikasgasemissies van de installatie als geheel worden nageleefd.

De onzekerheidsanalyse dient een kwantificering te omvatten van de onzekerheden ten aanzien van alle variabelen en parameters die bij de berekening van het jaarlijkse emissieniveau worden gebruikt, rekening houdend met de ISO-richtsnoeren betreffende de weergave van de onzekerheid van metingen (1995) (1) en ISO 5168 :2005. De analyse dient plaats te vinden op basis van de gegevens van het voorgaande jaar voordat het monitoringplan door de bevoegde autoriteit wordt goedgekeurd, en dient jaarlijks te worden bijgewerkt. Deze jaarlijkse bijwerking dient samen met het jaarlijkse emissieverslag te worden opgesteld en moet worden geverifieerd.

De exploitant bepaalt de gegevens, voor zover verkrijgbaar, dan wel de beste schattingen van de activiteitsgegevens, calorische onderwaarden, emissiefactoren, oxidatiefactoren en andere parameters, daarbij indien passend gebruikmakend van laboratoriumanalyses, en rapporteert deze in het jaarlijkse emissieverslag. De desbetreffende methoden worden gespecificeerd in het monitoringplan en moeten door de bevoegde autoriteit worden goedgekeurd. De volgende tabel is niet van toepassing op installaties waarvan de broeikasgasemissies worden bepaald door systemen voor continue emissie-monitoring, overeenkomstig punt 11 van hoofdstuk II van deze bijlage.

Drempelwaarden voor de totale onzekerheid bij toepassing van de "fall-back"-methode

Categorie installatie	Onzekerheidsdrempel voor de totale jaarlijkse emissies
A	± 7,5 %
B	± 5,0 %
C	± 2,5 %

2.1.3. Overgedragen CO₂

Mits de bevoegde administratie daarmee instemt, mag de exploitant van het berekende emissieniveau van de installatie alle CO₂ aftrekken die door de installatie niet wordt uitgestoten maar die uit de installatie wordt overgedragen als zuivere stof, dan wel rechtstreeks wordt gebruikt en gebonden in producten of als grondstof, op voorwaarde dat er een met deze aftrek overeenstemmende reductie plaatsvindt van de emissiecijfers voor de betrokken activiteit en installatie welke de lidstaat in kwestie rapporteert in de nationale inventaris die hij bij het secretariaat van het Raamverdrag van de Verenigde Naties inzake klimaatverandering indient. De desbetreffende hoeveelheid CO₂ moet als post "PM" worden vermeld.

Van "uit een installatie overgedragen CO₂" kan onder meer sprake zijn in de volgende gevallen :

- zuiver CO₂ dat wordt gebruikt voor het carboneren van dranken;
- zuiver CO₂ dat wordt gebruikt als droog ijs ten behoeve van koeling;
- zuiver CO₂ dat wordt gebruikt als brandblusmiddel, koelmiddel of laboratoriumgas;
- zuiver CO₂ dat wordt gebruikt voor het ontsmetten van granen;
- zuiver CO₂ dat wordt gebruikt als oplosmiddel voor de voedselverwerkende of chemische industrie;
- CO₂ dat wordt gebruikt en gebonden in producten of grondstoffen in de chemische industrie en bij de fabricage van pulp (b.v. voor ureum of carbonaatneerslag);
- de gebonden carbonaten in het sproeidroogadsorptieproduct (SDAP) dat wordt verkregen bij de semi-droge reiniging van rookgassen.

De massa van het jaarlijks overgedragen CO₂ of carbonaat wordt bepaald op zodanige wijze dat de maximale onzekerheid minder dan 1,5 % bedraagt, hetzij direct, door gebruikmaking van volume- of massadebietmeters of door weging, hetzij indirect, uit de massa van het product in kwestie (b.v. carbonaten of ureum) voor zover relevant en passend.

In gevallen waarin een deel van het overgedragen CO₂ afkomstig is van biomassa, of wanneer een installatie slechts gedeeltelijk onder Richtlijn 2003/87/EG valt, brengt de exploitant slechts het gedeelte van de massa overgedragen CO₂ in mindering dat afkomstig is van fossiele brandstoffen en materialen die voor onder de richtlijn vallende activiteiten zijn gebruikt. De daartoe gehanteerde toewijzingsmethode dient conservatief te zijn en moet door de bevoegde autoriteit worden goedgekeurd.

2.1.4. Activiteitsgegevens

Activiteitengegevens geven informatie over de materiaalstroom, het verbruik van brandstoffen en ingezette materialen of de geproduceerde hoeveelheden uitgedrukt in termen van energie-inhoud [TJ] die is bepaald als calorische onderwaarde voor brandstoffen en in termen van massa of volume voor ingezet- of eindmateriaal [t of m³].

Wanneer de activiteitsgegevens voor de berekening van procesemissies niet onmiddellijk voor het begin van het proces door meting kunnen worden bepaald en er in geen van de niveaus van de desbetreffende specifieke richtsnoeren specifieke eisen zijn genoemd, moeten de activiteitsgegevens worden bepaald door middel van een beoordeling van voorraadswijzigingen :

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

Waarin :

Materiaal C = materiaal verwerkt in de verslagperiode

Materiaal P = materiaal aangekocht in de verslagperiode

Materiaal S = materiaalvoorraad aan het begin van de verslagperiode

Materiaal E = materiaalvoorraad aan het einde van de verslagperiode

Materiaal O = materiaal gebruikt voor andere doeleinden (vervoer of wederverkoop)

In gevallen waarin het technisch niet haalbaar is of waarin het zou leiden tot buitensporig hoge kosten om de posten "materiaal S" en "materiaal E" te bepalen, b.v. door meting, mag de exploitant deze twee hoeveelheden schatten op basis van gegevens van voorgaande jaren en door deze te correleren aan de geproduceerde hoeveelheden gedurende de verslagperiode. Vervolgens moet de exploitant deze schattingen bevestigen met behulp van gedocumenteerde berekeningen en bijbehorende jaarrekeningen. Geen der overige eisen ten aanzien van de niveaukeuze mag door deze bepaling worden aangetast. Zo moeten de posten "materiaal P" en "materiaal O" en de desbetreffende emissie- of oxidatiefactoren worden bepaald in overeenstemming met de specifieke richtsnoeren.

In gevallen waarin de bepaling van de jaarlijkse activiteitsgegevens voor precies een volledig kalenderjaar technisch niet haalbaar is of tot onredelijk hoge kosten zou leiden, staat het de exploitant vrij de eerstvolgende passende werkdag als grensdatum tussen twee opeenvolgende verslagjaren te kiezen. Een dergelijke afwijking, die kan gelden voor één of meer bronstromen, moet duidelijk worden geregistreerd, worden verdisconteerd in een waarde die representatief is voor het kalenderjaar, en op consistente wijze in aanmerking worden genomen bij de bepalingen met betrekking tot het daaropvolgende jaar.

2.1.5. Emissiefactoren

Emissiefactoren zijn gebaseerd op het koolstofgehalte van brandstoffen of ingezette materialen en worden uitgedrukt als tCO₂/TJ (verbrandingsemissies) of als tCO₂/t of tCO₂/Nm³ (procesemissies).

Teneinde maximale transparantie en een zo groot mogelijke consistentie met de nationale broeikasgasinventarissen te garanderen, dient het gebruik van emissiefactoren voor brandstoffen uitgedrukt in tCO₂/t in plaats van in tCO₂/TJ voor verbrandingsemissies beperkt te blijven tot gevallen waarin de exploitant anders onredelijk hoge kosten zou dragen.

Voor de conversie van koolstof in de desbetreffende waarde voor CO₂ moet de factor 3,664 [t CO₂/t C] worden gebruikt.

Emissiefactoren en instructies voor de ontwikkeling van activiteitspecifieke emissiefactoren worden gegeven in de punten 4 en 6.

Biomassa wordt beschouwd als CO₂-neutraal. Op biomassa moet een emissiefactor 0 [tCO₂/T] of t of Nm³] worden toegepast.

Voor brandstoffen of materialen die zowel fossiele koolstof als biomassakoolstof bevatten, wordt een gewogen emissiefactor toegepast, die is gebaseerd op het aandeel van de fossiele koolstof in het totale koolstofgehalte van de brandstof. Deze berekening moet transparant zijn en worden gedocumenteerd in overeenstemming met de regels en procedures van punt 6.

Inherent CO₂ dat in het kader van de EU-regeling voor de handel in emissierechten naar een installatie wordt overgedragen als deel van een brandstof (b.v. hoogovengas, cokesovengas of aardgas) wordt verrekend in de emissiefactor voor die brandstof.

Mits de bevoegde autoriteit daarmee instemt, mag van een bronstroom afkomstig inherent CO₂ dat in een latere fase uit een installatie wordt overgedragen als deel van een brandstof, van de emissies van die installatie worden afgetrokken — ongeacht of de installatie waaraan die brandstof wordt geleverd, deelneemt aan de EU-handelsregeling of niet. De desbetreffende CO₂-hoeveelheid moet in ieder geval als post "PM" worden vermeld.

2.1.6. Oxidatie- en conversiefactoren

Een oxidatiefactor voor verbrandingsemissies of een conversiefactor voor procesemissies wordt gebruikt om het gedeelte van de koolstof weer te geven dat niet oxideert of in het proces niet wordt omgezet. Voor oxidatiefactoren geldt de eis tot toepassing van het hoogste niveau niet.

Indien er in een installatie verschillende brandstoffen of materialen worden gebruikt en er specifieke oxidatiefactoren worden berekend, mag de exploitant met toestemming van de bevoegde administratie één omvattende oxidatiefactor voor de activiteit bepalen en deze op alle brandstoffen of materialen toepassen, of - tenzij biomassa wordt gebruikt - aan één grote brandstof- of materiaalstroom onvolledige oxidatie toekennen en op de overige stromen een waarde 1 toepassen.

2.2. Meting

2.2.1. Algemeenheden

Meetprocedures voor CO₂-concentraties alsmede voor de massa- of volumestroom van rookgassen moeten worden uitgevoerd met behulp van relevante CEN-normen, zodra deze beschikbaar zijn. Indien er geen CEN-normen beschikbaar zijn, gelden ISO-normen of nationale normen. Indien er geen toepasbare normen bestaan, kunnen procedures worden uitgevoerd die zo veel mogelijk in overeenstemming zijn met ontwerp-normen of industriële richtsnoeren op grond van goede praktijken, voor zover zij door de bevoegde administratie worden aanvaard.

De biomassafractie van gemeten CO₂-emissies moet in mindering worden gebracht op basis van de rekenmethode en als post "PM" worden gerapporteerd.

2.2.2. Niveaus voor meetmethoden

De volgende tabel is niet van toepassing op installaties waarvan de broeikasgasemissies worden bepaald door systemen voor continue emissie monitoring, overeenkomstig punt 11 van hoofdstuk II van deze bijlage. De exploitanten van een installatie passen het hoogste niveau overeenkomstig punt 11 van hoofdstuk II toe op elke in de vergunning genoemde emissiebron waarvan de broeikasgasemissies met behulp van CEMS worden bepaald.

Alleen wanneer ten genoegen van de bevoegde administratie is aangetoond dat de methode van het hoogste niveau technisch niet haalbaar is of zou leiden tot onredelijk hoge kosten, mag voor de betrokken emissiebron het eerstvolgende lagere niveau worden aangehouden. Bijgevolg geeft het gekozen niveau voor elke emissiebron de hoogste graad van nauwkeurigheid weer die technisch haalbaar is en niet leidt tot onredelijk hoge kosten. De keuze van niveaus moet zijn goedgekeurd door de bevoegde administratie.

Voor de verslagperiodes 2008-2012 wordt ten minste niveau 2 van punt 11 van hoofdstuk II toegepast, tenzij dit technisch niet haalbaar is.

2.2.3. Verdere procedures en eisen

a) Bemonsteringsfrequentie

Uurgemiddelden ("geldige uurwaarden") worden berekend voor alle elementen die nodig zijn ter bepaling van de emissies — zoals uiteengezet in punt 11 van hoofdstuk II — met gebruikmaking van alle meetgegevens die voor het uur in kwestie beschikbaar zijn. Ingeval een apparaat gedurende een deel van dat uur niet, of niet correct, heeft gefunctioneerd, wordt het uurgemiddelde naar evenredigheid berekend op basis van de resterende meetgegevens voor dat uur. Ingeval voor een element dat nodig is voor de bepaling van de emissies geen geldige uurwaarde kan worden berekend omdat minder dan 50 % van het maximumaantal meetgegevens voor dat uur (2) beschikbaar is, komt die uurwaarde te vervallen. In elk geval waarin geen geldige uurwaarde kan worden berekend, wordt een vervangende waarde berekend overeenkomstig de bepalingen van dit gedeelte.

b) Ontbrekende gegevens

Wanneer geen geldige uurwaarde kan worden verkregen voor een of meer elementen die nodig zijn voor de bepaling van de emissies omdat het apparaat niet correct heeft gefunctioneerd (b.v. wegens kalibratiefouten of interferentie) of helemaal niet heeft gefunctioneerd, bepaalt de exploitant een vervangende waarde voor elke ontbrekende uurwaarde zoals hierna uiteengezet.

i) Concentraties

Ingeval geen geldige uurwaarde kan worden verkregen voor een rechtstreeks gemeten concentratie (b.v. van broeikasgassen, O₂) wordt voor dat uur als volgt een vervangende waarde C*subst berekend :

$$C^*_{\text{subst}} = \frac{1}{4} C \rho \sigma C$$

waarin

C : het rekenkundig gemiddelde van de betrokken concentratie, en

σC : de beste schatting van de standaardafwijking van de betrokken concentratie.

Het rekenkundig gemiddelde en de standaardafwijking moeten aan het einde van de verslagperiode worden berekend uit de hele reeks emissiegegevens die in de verslagperiode zijn gemeten. Indien die periode als zodanig niet bruikbaar is omdat de installatie fundamentele technische veranderingen heeft ondergaan, moet met de bevoegde autoriteit een representatief tijdsinterval, bij voorkeur van één jaar, worden overeengekomen.

De berekening van het rekenkundig gemiddelde en de standaardafwijking wordt aan de verificateur voorgelegd.

ii) Overige parameters

Ingeval geen geldige uurwaarde kan worden verkregen voor een parameter die geen rechtstreeks gemeten concentratie is, moet een vervangende waarde worden bepaald aan de hand van een massabalansmodel of via de energiebalans van het proces. De andere, door meting bepaalde elementen die relevant zijn voor de berekening van de emissies, worden gebruikt om de resultaten te valideren.

Het massa- of energiebalansmodel en de daaraan ten grondslag liggende aannames worden duidelijk gedocumenteerd en samen met de berekende resultaten aan de verificateur bezorgd.

c) Bevestiging van de berekening van de emissies

Tegelijk met de bepaling van de emissies aan de hand van een meetmethode dienen de jaarlijkse emissies van elk in aanmerking genomen broeikasgas te worden bepaald door berekening op een van de volgende wijzen :

- a) Berekening van de emissies zoals beschreven in de desbetreffende bijlagen voor de activiteiten in kwestie. Voor de berekening van de emissies kan in het algemeen een lager niveau (tenminste niveau 1) worden toegepast, of
- b) berekening van de emissies overeenkomstig de IPCC-richtsnoeren van 2006, bijvoorbeeld met de methoden van niveau 1.

De resultaten van meetmethoden en rekenmethoden kunnen onderling afwijken. De exploitant dient de correlatie tussen de resultaten van de meetmethode en de rekenmethode te onderzoeken, rekening houdend met de mogelijkheid van een systematische afwijking tussen de resultaten van beide benaderingen. In het licht van deze correlatie gebruikt de exploitant de resultaten van de rekenmethode om de resultaten van de meetmethode te controleren.

De exploitant bepaalt de relevante gegevens, voor zover beschikbaar, dan wel de beste schattingen van de activiteitsgegevens, calorische onderwaarden, emissiefactoren, oxidatiefactoren en andere parameters die ter bepaling van de emissies overeenkomstig de punten 1 tot 10 van hoofdstuk II van deze bijlage zijn vereist, daarbij indien passend gebruikmakend van laboratoriumanalyses, en rapporteert deze in het jaarlijkse emissieverslag. De desbetreffende methoden alsook de methode die is gekozen voor de ter bevestiging uitgevoerde berekeningen, worden opgenomen in het monitoringplan en moeten door de bevoegde administratie worden goedgekeurd.

Wanneer uit een vergelijking met de resultaten van de rekenmethode duidelijk blijkt dat de resultaten van de meetmethode niet geldig zijn, gebruikt de exploitant vervangende waarden als beschreven in dit gedeelte.

3. Beoordeling van de onzekerheid

3.1. Berekening

De exploitant dient inzicht te hebben in de belangrijkste bronnen van onzekerheid bij de berekening van de emissies.

Wanneer de rekenmethode overeenkomstig artikel 8 wordt toegepast, zal de bevoegde administratie de combinatie van niveaus voor elke bronstroom in een installatie hebben goedgekeurd, evenals alle overige details van de monitoringmethodiek voor die installatie zoals die in de vergunning voor de installatie zijn opgenomen. Daarbij heeft de bevoegde autoriteit de onzekerheid goedgekeurd die het rechtstreekse gevolg is van een correcte toepassing van de goedgekeurde monitoringmethodiek, waarbij de goedkeuring uit de inhoud van de vergunning blijkt.

Vermelding van de combinatie van niveaus in het emissieverslag geldt als rapportage van de onzekerheid. Daarom is, wanneer de rekenmethode wordt toegepast, geen nadere rapportage van de onzekerheid vereist.

De onzekerheid die voor het meetsysteem binnen het niveausysteem is bepaald, omvat de gespecificeerde onzekerheid van de gebruikte meetinstrumenten, de met de kalibratie samenhangende onzekerheid en elke extra onzekerheid door de wijze waarop de meetinstrumenten in de praktijk worden gebruikt. De gegeven drempelwaarden voor de respectieve niveaus betreffen de onzekerheid over de waarde gedurende één verslagperiode.

Met betrekking tot in de commercieel verhandelbare brandstoffen of materialen mogen de bevoegde autoriteiten toestaan dat de exploitant zich voor de bepaling van de jaarlijkse brandstof- of materiaalstroom uitsluitend baseert op de gefactureerde hoeveelheid brandstof of materiaal, zonder nadere specifieke onderbouwing van de desbetreffende onzekerheden, op voorwaarde dat de nationale wetgeving dan wel de bewezen toepassing van de relevante nationale of internationale normen garandeert dat de toepasselijke onzekerheidseisen voor activiteitsgegevens worden nageleefd in het geval van handelstransacties.

In alle andere gevallen levert de exploitant het schriftelijke bewijs van het onzekerheidsniveau met betrekking tot de bepaling van de activiteitsgegevens voor elke bronstroom, teneinde aan te tonen dat de in de punten 1 tot 10 van hoofdstuk II van deze bijlage vastgestelde onzekerheidsdrempels zijn nageleefd. De exploitant baseert zijn berekening op de specificaties die door de leverancier van de meetinstrumenten zijn verstrekt. Indien dergelijke specificaties ontbreken, zorgt de exploitant ervoor dat de onzekerheid van het meetinstrument wordt vastgesteld. In beide gevallen past hij op deze specificaties de noodzakelijke correcties toe in samenhang met de effecten van de reële gebruiksomstandigheden, zoals veroudering, fysieke omstandigheden, kalibratie en onderhoud. Deze correcties mogen worden gebaseerd op een conservatieve inschatting door deskundigen.

Indien meetsystemen worden gebruikt, houdt de exploitant rekening met het cumulatieve effect van alle componenten van het meetsysteem op de onzekerheid van de jaarlijkse activiteitsgegevens door toepassing van de wet van de voortplanting van fouten ("error propagation law") (3), die twee handige regels oplevert voor het combineren van ongecorrleerde onzekerheden bij optelling en vermenigvuldiging, of een conservatieve benadering daarvan in het geval van onderling afhankelijke onzekerheden :

a) Voor de onzekerheid van een som (b.v. van de afzonderlijke bijdragen aan een jaarwaarde) :

- voor ongecorrleerde onzekerheden :

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

- voor onderling afhankelijke onzekerheden :

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

waarin

U_{total} is de onzekerheid van de som, uitgedrukt als percentage;

x_i en U_i zijn, respectievelijk, de onzekere grootheden en de daaraan verbonden relatieve (procentuele) onzekerheden.

b) Voor de onzekerheid van een product (b.v. van de diverse parameters die worden gebruikt om de aflezings van een meetapparaat om te zetten in massadebietwaarden) :

- voor ongecorrleerde onzekerheden :

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

- voor onderling afhankelijke onzekerheden :

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

waarin :

U_{total} is de onzekerheid van het product, uitgedrukt als percentage;

U_i zijn de relatieve (procentuele) onzekerheden die aan de diverse grootheden zijn verbonden.

De exploitant moet met behulp van de kwaliteitsborging en kwaliteitsbeheersing de resterende onzekerheden van de emissiegegevens in zijn emissieverslag beheersen en verminderen.

3.2. Meting

Een exploitant kan het gebruik van een meetmethode rechtvaardigen indien deze stelselmatig een geringere onzekerheid oplevert dan de relevante rekenmethode (zie artikel 2). Om de gegrondheid hiervan aan te tonen, moet de exploitant de kwantitatieve uitkomsten van een meer omvattende onzekerheidsanalyse rapporteren, waarbij — rekening houdend met EN 14181 — de volgende bronnen van onzekerheid in aanmerking worden genomen :

- de gespecificeerde onzekerheid van apparatuur voor continue meting;
- onzekerheden die met de kalibratie samenhangen;
- extra onzekerheid door de wijze waarop de monitoringapparatuur in de praktijk wordt gebruikt.

Op basis van door de exploitant aangevoerde redenen kan de bevoegde administratie ermee instemmen dat de exploitant voor sommige of voor alle emissiebronnen in een installatie een systeem voor continue emissiemeting toepast, en kan zij voorts alle andere details van de monitoringmethodiek voor die emissiebronnen die in de vergunning voor de installatie zijn opgenomen, goedkeuren. Daarbij heeft de bevoegde autoriteit de onzekerheid goedgekeurd die het rechtstreekse gevolg is van een correcte toepassing van de goedgekeurde monitoringmethodiek, waarbij de goedkeuring uit de inhoud van de vergunning blijkt.

De exploitant moet in zijn jaarlijkse emissieverslag aan de bevoegde administratie voor de relevante emissiebronnen en bronstromen de onzekerheidswaarde vermelden die het resultaat is van deze initiële omvattende onzekerheidsanalyse, tot het moment dat de bevoegde autoriteit de keuze voor meting boven berekening opnieuw beziet en verlangt dat de onzekerheidswaarde wordt herberekend. Vermelding van deze onzekerheidswaarde in het emissieverslag geldt als rapportage van de onzekerheid.

De exploitant moet met behulp van de kwaliteitsborging en kwaliteitsbeheersing de resterende onzekerheden van de emissiegegevens in zijn emissieverslag beheersen en verminderen.

3.3. Bijzondere bepaling

Dit punt is van toepassing op de installaties waarvan de gemiddelde geverifieerde gerapporteerde emissies gedurende de voorgaande handelsperiode minder dan 25 000 ton CO₂ per jaar bedragen. Als de emissiegegevens niet meer geldig zijn wegens wijzigingen die aan de exploitatievoorwaarden of aan de eigenlijke installatie worden aangebracht, of bij gebrek aan historiek van de geverifieerde emissies, is het nodig, om dit punt toe te passen, dat de bevoegde administratie een conservatieve projectie van de emissies voor de vijf volgende jaren heeft goedgekeurd op grond waarvan de fossiele CO₂-emissies minder dan 25 000 ton per jaar zouden bedragen.

Desnoods kan de exploitant de informatie meegedeeld door de leverancier van de betrokken meetinstrumenten gebruiken om de onzekerheid van de activiteitsgegevens te evalueren, ongeacht de specifieke gebruiksvoorwaarden.

4. Emissiefactoren

Dit punt bevat referentiewaarden van de emissiefactor voor niveau 1 die het gebruik van niet-specifieke emissiefactoren voor de verbranding van brandstoffen toelaten. Wanneer een brandstof niet valt in een bestaande categorie brandstoffen, moet de exploitant de gebruikte brandstof op basis van eigen deskundigheid bij een verwante brandstofcategorie indelen, mits de bevoegde administratie hieraan de goedkeuring verleent.

Brandstof-emissiefactoren gerelateerd aan de calorische onderwaarde (NCV) en de massaspecifieke calorische onderwaarde van brandstoffen

Omschrijving brandstoftype	Emissiefactor (t CO ₂ /TJ)	Calorische onderwaarde (TJ/Gg)
	IPCC-richtsnoeren 2006 (m.u.v. biomassa)	IPCC-richtsnoeren 2006
Ruwe olie	73,3	42,3
Orimulsion	76,9	27,5
Aardgas	64,1	44,2
Motorbenzine	69,2	44,3
Kerosine	71,8	43,8
Bitumineuze lesteen	73,3	38,1
Gasolie/dieselolie	74,0	43,0
Residuale stookolie	77,3	40,4
Vloeibaar petroleumgas	63,0	47,3
Ethaan	61,6	46,4
Nafta	73,3	44,5
Bitumen	80,6	40,2
Smeeroliën	73,3	40,2
Petroleumcokes	97,5	32,5
Raffinaderijgrondstoffen	73,3	43,0
Raffinaderijgas	51,3	49,5
Paraffinewas	73,3	40,2
White Spirit en industriële spiritus	73,3	40,2
Overige oliën	73,3	40,2
Antraciet	98,2	26,7
Cokeskool	94,5	28,2
Overige bitumineuze steenkool	94,5	25,8
Sub-bitumineuze kool	96,0	18,9
Ligniet	101,1	11,9
Bitumineuze lesteen en asfaltzand	106,6	8,9
Patentbrandstof	97,5	20,7
Cokesoencokes en lignietcokes	107,0	28,2
Gascookes	107,0	28,2
Koolteer	80,6	28,0
Gas van gasbedrijven	44,7	38,7
Cokesovengas	44,7	38,7
Hoogovengas	259,4	2,5
Oxystaalovengas	171,8	7,1
Aardgas	56,1	48,0
Bedrijfsafval	142,9	n.v.t.
Afgewerkte oliën	73,3	40,2
Turf	105,9	9,8
Hout/houtafval	0,0	15,6
Andere primaire vaste biomassa	0,0	11,6
Houtskool	0,0	29,5
Biobenzine	0,0	27,0
Biodiesel	0,0	27,0
Andere vloeibare biobrandstoffen	0,0	27,4
Stortgas	0,0	50,4
Slibgas	0,0	50,4

Omschrijving brandstoftype	Emissiefactor (t CO ₂ /TJ)	Calorische onderwaarde (TJ/Gg)
	IPCC-richtsnoeren 2006 (m.u.v. biomassa)	IPCC-richtsnoeren 2006
Andere biogassen	0,0	50,4
	Andere bronnen	Andere bronnen
Afgedankte autobanden	85,0	n.v.t.
Koolmonoxide	155,2	10,1
Methaan	54,9	50,0

5. Lijst van CO₂-neutrale biomassa

Deze hiernavermelde lijst bevat een aantal stoffen die voor de toepassing van deze richtsnoeren als biomassa worden beschouwd en moeten worden gewogen met een emissiefactor 0 [t CO₂/TJ of t of Nm³]. Turf en fossiele fracties van de hieronder genoemde materialen mogen niet als biomassa worden beschouwd. De zuiverheid van de materialen van onderstaande groepen 1 en 2 hoeft niet met behulp van analytische procedures te worden aangetoond, tenzij uit het visuele aspect of de geur ervan blijkt dat zij met andere materialen of brandstoffen zijn verontreinigd.

Groep 1 — Planten en delen van planten :

- stro,
- hooi en gras,
- bladeren, hout, wortels, boomstronken, bast,
- gewassen, b.v. maïs en triticale.

Groep 2 — Biomassa-afval, -producten en -bijproducten :

- industrieel afvalhout (afval van houtbewerking en van de houtverwerkende industrie),
- gebruikt hout (gebruikte producten van hout, houten bouwmaterialen) alsmede producten en bijproducten van de houtverwerking,
- afvalstoffen op houtbasis uit de cellulose- en papierindustrie, b.v. zwart afvalloog (uitsluitend biomassakoolstof),
- ruwe tall-olie, tall-olie en pekolie uit de pulpproductie,
- bosbouwafval,
- lignine uit de verwerking van lignocellulose bevattende planten,
- diermeel, vismeel en meel van levensmiddelenresten, vet, olie en talg,
- primaire reststoffen uit de levensmiddelen- en drankenindustrie,
- plantaardige oliën en vetten,
- dierlijke meststoffen,
- plantenresten uit de landbouw,
- zuiveringsslib,
- biogas dat is ontstaan door vertering, vergisting of vergassing van biomassa,
- havenslib en andere baggersoorten en sedimenten van waterbodems,
- stortgas,
- houtskool.

Groep 3 — Biomassafracties van gemengde materialen :

- de biomassafractie van wrakgoed uit het beheer van oppervlaktewater,
- de biomassafractie van gemengde reststoffen van de levensmiddelen- en drankenindustrie,
- de biomassafractie van samengestelde producten die hout bevatten,
- de biomassafractie van textielafval,
- de biomassafractie van papier, karton en bordpapier,
- de biomassafractie van huishoudelijke en industriële afvalstoffen,
- de biomassafractie van zwart afvalloog dat fossiele koolstof bevat,
- de biomassafractie van verwerkte huishoudelijke en industriële afvalstoffen,
- de biomassafractie van ethyl-tertiair-butyl-ether (ETBE),
- de biomassafractie van butanol.

Groep 4 — Brandstoffen waarvan de bestanddelen en tussenproducten geheel uit biomassa zijn bereid, met name :

- bio-ethanol,
- biodiesel,
- veretherde bio-ethanol,
- biomethanol,
- biodimethylether,
- bio-olie (brandstof uit pyrolyseolie) en biogas.

6. Bepaling van specifieke gegevens en factoren

6.1 Bepaling van calorische onderwaarde en emissiefactoren van brandstoffen

De procedure om de emissiefactor voor een bepaald brandstoftype te bepalen, met inbegrip van de bemonsteringsprocedure, moet met de bevoegde administratie worden overeengekomen voor aanvang van de verslagperiode waarin die procedure zal worden toegepast.

De bemonstering van de brandstof en bepaling van de calorische onderwaarde, het koolstofgehalte en de emissiefactor ervan, moeten zijn gebaseerd op relevante CEN-normen (zoals frequentie en procedure van bemonstering alsmede de bepaling van de calorische boven- en onderwaarde en van de koolstofgehalten van de verschillende brandstoftypen) moeten worden uitgevoerd met behulp van relevante CEN-normen, zodra deze beschikbaar zijn. Indien er geen CEN-normen beschikbaar zijn, gelden ISO-normen of nationale normen. Indien er geen toepasbare

normen bestaan, kunnen procedures worden uitgevoerd die zo veel mogelijk in overeenstemming zijn met ontwerp-normen of industriële richtsnoeren op grond van goede praktijken voor zover zij door de bevoegde administratie worden aanvaard.

Het laboratorium waar de emissiefactor, het koolstofgehalte en de calorische onderwaarde worden bepaald, moet voldoen aan de eisen van paragraaf 6.5. Zo zal voor zeer heterogene materialen, zoals huishoudelijke vaste afvalstoffen, het benodigde aantal monsters groter moeten zijn, terwijl er minder monsters nodig zijn voor de meeste commerciële gasvormige of vloeibare brandstoffen.

Met betrekking tot de bemonsteringsprocedure en -frequentie voor analyses ter bepaling van koolstofgehalte, calorische onderwaarde en emissiefactor gelden de eisen van punt 6.6.

De volledige documentatie over de procedures die het desbetreffende laboratorium voor de bepaling van de emissiefactor heeft gevolgd en de volledige reeks uitkomsten moeten worden bewaard en ter beschikking worden gesteld van de verificateur van het emissieverslag.

6.2. Bepaling van specifieke oxidatiefactoren

De procedure om de oxidatiefactor voor een bepaald brandstoftype en een bepaalde installatie te bepalen, met inbegrip van de bemonsteringsprocedure, moet met de bevoegde administratie worden overeengekomen voor aanvang van de verslagperiode waarin die procedure zal worden toegepast.

De gevolgde procedures om oxidatiefactoren te bepalen die voor een specifieke activiteit representatief zijn (bv. via het koolstofgehalte van roet, as, afvalwater en andere afvalstoffen of bijproducten), moeten zijn gebaseerd op relevante CEN-normen, zodra deze beschikbaar zijn. Indien er geen CEN-normen beschikbaar zijn, gelden ISO-normen of nationale normen. Indien er geen toepasbare normen bestaan, kunnen procedures worden uitgevoerd die zo veel mogelijk in overeenstemming zijn met ontwerp-normen of industriële richtsnoeren op grond van goede praktijken voor zover zij door de bevoegde administratie worden aanvaard.

Het laboratorium waar de oxidatiefactor of de onderliggende gegevens worden bepaald, moet voldoen aan de eisen van punt 6.5. Met betrekking tot de bemonsteringsprocedure en -frequentie voor de analyses ter bepaling van de variabelen (b.v. het koolstofgehalte van as) die voor de berekening van oxidatiefactoren worden gebruikt, gelden de eisen van punt 6.6.

De volledige documentatie over de procedures die het desbetreffende laboratorium voor de bepaling van de oxidatiefactor heeft gevolgd en de volledige reeks uitkomsten moeten worden bewaard en ter beschikking worden gesteld van de verificateur van het emissieverslag.

6.3. Bepaling van procesemissiefactoren en samenstellingsgegevens

De procedure om de emissiefactor voor een bepaald materiaaltype te bepalen, met inbegrip van de bemonsteringsprocedure, moet met de bevoegde administratie worden overeengekomen voor aanvang van de verslagperiode waarin die procedure zal worden toegepast.

De procedures die worden toegepast voor bemonstering en ter bepaling van de samenstelling van het desbetreffende materiaal of van een procesemissiefactor, moeten zijn gebaseerd op relevante CEN-normen, zodra deze beschikbaar zijn. Indien er geen CEN-normen beschikbaar zijn, gelden ISO-normen of nationale normen. Indien er geen toepasbare normen bestaan, kunnen procedures worden uitgevoerd die zo veel mogelijk in overeenstemming zijn met ontwerp-normen of industriële richtsnoeren op grond van goede praktijken voor zover zij door de bevoegde administratie worden aanvaard.

Het laboratorium waar de bepalingen plaatsvinden, moet voldoen aan de eisen van punt 6.5. Ten aanzien van de bemonsteringsprocedure en -frequentie voor de analyses gelden de eisen van punt 6.6.

De volledige documentatie over de procedure die het laboratorium voor de bepaling van de emissiefactor of samenstellingsgegevens heeft gevolgd en de volledige reeks uitkomsten moeten worden bewaard en beschikbaar worden gesteld aan de verificateur van het emissieverslag.

6.4. Bepaling van de biomassafractie

De term "biomassafractie" zoals gebruikt in deze richtsnoeren, heeft betrekking op het percentage brandbaar biomassakoolstof volgens de definitie van biomassa in de totale massa koolstof in een brandstofmengsel.

Een brandstof of materiaal wordt als zuivere biomassa aangemerkt, waardoor daarop overeenkomstig artikel 8 vereenvoudigde voorschriften inzake monitoring en rapportage van toepassing zijn, indien het gehalte aan niet-biomassa niet meer dan 3 % van de totale hoeveelheid brandstof of materiaal in kwestie bedraagt.

De procedure om de biomassafractie van een bepaald brandstoftype te bepalen, met inbegrip van de bemonsteringsprocedure, moet met de bevoegde administratie worden overeengekomen vóór aanvang van de verslagperiode waarin die procedure zal worden toegepast.

De procedures die worden toegepast voor bemonstering van de brandstof en ter bepaling van de biomassafractie moeten zijn gebaseerd op relevante CEN-normen, zodra deze beschikbaar zijn. Indien er geen CEN-normen beschikbaar zijn, gelden ISO-normen of nationale normen. Indien er geen toepasbare normen bestaan, kunnen procedures worden uitgevoerd die zo veel mogelijk in overeenstemming zijn met ontwerp-normen of industriële richtsnoeren, op grond van goede praktijken en voor zover zij door de bevoegde administratie worden aanvaard.

De methoden die kunnen worden toegepast om de biomassafractie in een brandstof te bepalen, kunnen uiteenlopen van het met de hand sorteren van de bestanddelen van gemengde materialen, tot differentiëremethoden om de calorische waarde van een binair mengsel en de twee zuivere componenten ervan te bepalen, tot een isotopenanalyse met behulp van de C-14-methode, afhankelijk van de aard van het desbetreffende brandstofmengsel. Voor brandstoffen of materialen die verkregen zijn via een productieproces met welomschreven en traceerbare inputstromen, mag de exploitant de bepaling van de biomassafractie subsidiair ook baseren op een massabalans van fossiele en biomassakoolstof die het proces binnenkomt en verlaat. De desbetreffende methoden moeten door de bevoegde autoriteit worden goedgekeurd. De desbetreffende methoden moeten door de bevoegde autoriteit worden goedgekeurd.

Het laboratorium waar de biomassafractie wordt bepaald, moet voldoen aan de eisen van punt 6.5.

Met betrekking tot de bemonsteringsprocedure en -frequentie voor analyses ter bepaling van de biomassafractie van brandstoffen en materialen gelden de eisen van punt 6.6.

De volledige documentatie over de procedures die het desbetreffende laboratorium voor de bepaling van de biomassafractie heeft gevolgd en de volledige reeks uitkomsten moeten worden bewaard en beschikbaar worden gesteld aan de verificateur van het emissieverslag.

Wanneer de bepaling van de biomassafractie in een gemengde brandstof technisch niet haalbaar is of tot buitensporig hoge kosten zou leiden, moet de exploitant uitgaan van een aandeel van de biomassa van 0 % (waarbij alle koolstof in die bewuste brandstof geheel van fossiele oorsprong is) of een ramingsmethode voorstellen die aan de bevoegde administratie ter goedkeuring wordt voorgelegd.

6.5. Eisen inzake de bepaling van brandstof- en materiaaleigenschappen

6.5.1. Gebruik van geaccrediteerde laboratoria

Het laboratorium waar de emissiefactor, de calorische onderwaarde, de oxidatiefactor, het koolstofgehalte, de biomassafractie of de samenstellingsgegevens worden bepaald, moet zijn geaccrediteerd volgens EN ISO 17025 :2005 ("Algemene eisen voor de competentie van beproevings- en kalibratielaboratoria").

6.5.2. Gebruik van niet-geaccrediteerde laboratoria

Overeenkomstig EN ISO 17025 :2005 geaccrediteerde laboratoria genieten de voorkeur. Het gebruik van niet-geaccrediteerde laboratoria dient beperkt te blijven tot gevallen waarin de exploitant ten genoegen van de bevoegde autoriteit kan aantonen dat het laboratorium voldoet aan eisen die gelijkwaardig zijn aan die van EN ISO 17025 :2005. De laboratoria in kwestie en de toegepaste analytische procedures worden vermeld in het monitoringplan voor de installatie. De gelijkwaardigheid met betrekking tot kwaliteitsbeheer kan worden aangetoond d.m.v. een geaccrediteerde certificatie van het laboratorium overeenkomstig EN ISO 9001 :2000. Daarnaast moet het bewijs worden geleverd dat het laboratorium over de technische competentie beschikt en in staat is om middels de betrokken analytische procedures technisch geldige resultaten te produceren.

Ieder niet-geaccrediteerd laboratorium waarop de exploitant een beroep doet voor het bepalen van resultaten die voor de berekening van de emissies worden gebruikt, neemt onder de verantwoordelijkheid van de exploitant de volgende maatregelen :

a) Validatie

Elke relevante analytische methode die door het niet-geaccrediteerde laboratorium wordt toegepast, wordt door een overeenkomstig EN ISO 17025 :2005 geaccrediteerd laboratorium gevalideerd ten opzichte van de referentiemethode. De validatieprocedure vindt plaats vóór de contractuele relatie tussen de exploitant en het laboratorium tot stand komt of aan het begin daarvan. Deze omvat een voldoende aantal herhalingen van de analyse van een reeks van ten minste vijf monsters die representatief zijn voor het verwachte waardenbereik, inclusief een blancomonster voor elke relevante parameter en brandstof of materiaal, teneinde de herhaalbaarheid van de methode te karakteriseren en de kalibratiecurve van het instrument op te stellen.

b) Onderlinge vergelijking

Eens per jaar wordt door een overeenkomstig EN ISO 17025 :2005 geaccrediteerd laboratorium een onderlinge vergelijking van de resultaten van de analytische methoden uitgevoerd, waarbij voor elke relevante parameter en brandstof of materiaal de analyse van een representatief monster met behulp van de referentiemethode ten minste vijf maal wordt herhaald;

Ingeval tussen de resultaten van het niet-geaccrediteerde en die van het geaccrediteerde laboratorium een verschil wordt vastgesteld dat zodanig is dat de emissies zouden kunnen worden onderschat, stelt de exploitant alle relevante gegevens voor het betrokken jaar bij in conservatieve zin (d.w.z. op zodanige wijze dat een onderschatting van de emissies wordt vermeden). Alle statistisch significante (2σ) verschillen tussen de eindresultaten (b.v. samenstellingsgegevens) die door het niet-geaccrediteerde en het geaccrediteerde laboratorium werden verkregen, worden ter kennis van de bevoegde autoriteit gebracht; deze tegenstrijdigheden worden onverwijld opgeheven onder toezicht van een overeenkomstig EN ISO 17025 :2005 geaccrediteerd laboratorium.

6.5.3. Online gasanalyseapparatuur en gaschromatografen

Voor het gebruik van on-line gaschromatografen en al dan niet op extractie berustende analyses met behulp van gasanalyseapparatuur ter bepaling van de emissies overeenkomstig deze richtsnoeren is de toestemming van de bevoegde administratie vereist. Het gebruik van deze systemen moet beperkt blijven tot de bepaling van de samenstellingsgegevens van gasvormige brandstoffen en materialen. De exploitanten die zich deze systemen gebruiken, moeten aan de eisen van EN ISO 9001 :2000 voldoen. Het bewijs dat het systeem aan deze eisen voldoet, kan worden geleverd door middel van een geaccrediteerde certificatie van het systeem. Kalibratiediensten en de leveranciers van kalibratiegassen moeten zijn geaccrediteerd overeenkomstig EN ISO 17025 :2005.

Voor zover toepasselijk moeten een initiële en voorts jaarlijks herhaalde validaties van het instrument worden uitgevoerd door een overeenkomstig EN ISO 17025 :2005 geaccrediteerd laboratorium, waarbij EN ISO 10723 :1995 "Natural gas — Performance evaluation for on-line analytical systems" wordt toegepast. In alle andere gevallen vinden in opdracht van de exploitant een initiële validatie en een jaarlijkse onderlinge vergelijking plaats.

a) Initiële validatie

De validatie vindt plaats vóór 31 januari 2008, dan wel als onderdeel van de inbedrijfstelling van een nieuw systeem. Zij omvat een passend aantal herhalingen van de analyse van een reeks van ten minste vijf monsters die representatief zijn voor het verwachte waardenbereik, inclusief een blancomonster voor elke relevante parameter en brandstof of materiaal, teneinde de herhaalbaarheid van de methode te karakteriseren en de kalibratiecurve van het instrument op te stellen

b) Jaarlijkse onderlinge vergelijking

Eens per jaar wordt door een overeenkomstig EN ISO 17025 :2005 geaccrediteerd laboratorium een onderlinge vergelijking van de resultaten van de analytische methoden uitgevoerd, waarbij voor elke relevante parameter en brandstof of materiaal de analyse van een representatief monster met behulp van de referentiemethode een passend aantal keren wordt herhaald.

Ingeval tussen de uit de gegevens van de gasanalyseapparatuur of de gaschromatograaf afgeleide resultaten en de resultaten van het geaccrediteerde laboratorium een verschil wordt vastgesteld dat zodanig is dat de emissies zouden kunnen worden onderschat, stelt de exploitant alle relevante gegevens voor het betrokken jaar bij in conservatieve zin (d.w.z. op zodanige wijze dat een onderschatting van de emissies wordt vermeden). Alle statistisch significante (2σ) verschillen tussen de eindresultaten (b.v. samenstellingsgegevens) die met de gasanalyseapparatuur of de gaschromatograaf werden verkregen en de eindresultaten van het geaccrediteerde laboratorium, worden ter kennis van de bevoegde autoriteit gebracht; deze tegenstrijdigheden worden onverwijld opgeheven onder toezicht van een overeenkomstig EN ISO 17025 : 2005 geaccrediteerd laboratorium.

6.5.4. Bijzondere bepalingen

Dit punt is van toepassing op de installaties waarvan de gemiddelde geverifieerde gerapporteerde emissies gedurende de voorgaande handelsperiode minder dan 25 000 ton CO₂ per jaar bedragen. Als de emissiegegevens niet meer geldig zijn wegens wijzigingen die aan de exploitatievoorwaarden of aan de eigenlijke installatie worden aangebracht, of bij gebrek aan historiek van de geverifieerde emissies, is het nodig, om dit punt te kunnen toepassen, dat de bevoegde administratie een conservatieve projectie van de emissies voor de vijf volgende jaren heeft goedgekeurd op grond waarvan de fossiele CO₂-emissies minder dan 25 000 ton per jaar zouden bedragen.

a) Er kan van de eisen betreffende de accreditatie EN ISO 17025 :2005 afgeweken worden als het betrokken laboratorium :

- op een afdoende manier het bewijs levert dat het laboratorium over de technische competentie beschikt en in staat is om middels de betrokken analytische procedures technisch geldige resultaten te produceren, en

- jaarlijks deelneemt aan vergelijkingen tussen laboratoria en vervolgens indien nodig corrigerende maatregelen treft.

b) De bepaling van het verbruik van brandstoffen en materialen mag worden gebaseerd op geregistreerde aankoopgegevens en geschatte voorraadwijzigingen, zonder nadere evaluatie van de onzekerheden.

6.6. Bemonsteringsmethoden en analysefrequentie

Bij de bepaling van de relevante emissiefactoren, calorische onderwaarden, oxidatiefactoren, conversiefactoren, koolstofgehalten, biomassafracties en samenstellingsgegevens wordt de algemeen aanvaarde praktijk inzake representatieve bemonstering gevolgd, voor zover zij door de bevoegde administratie wordt aanvaard. De exploitant moet aantonen dat de verkregen monsters representatief zijn en aselekt zijn genomen. De gevonden waarde wordt uitsluitend gebruikt met betrekking tot de leveringsperiode of de brandstof- of materiaalpartij waarvoor zij representatief dient te zijn.

Over het algemeen worden monsters geanalyseerd die worden verkregen door het mengen van grotere aantallen (b.v. 10-100) primaire monsters die in de loop van een bepaalde periode (gaande van 1 dag tot verschillende maanden) werden verzameld, op voorwaarde dat de bemonsterde brandstof of materiaal kan worden opgeslagen zonder dat de samenstelling ervan verandert.

De bemonsteringsprocedure en analysefrequentie worden zo gekozen dat het jaargemiddelde van de parameter in kwestie gegarandeerd wordt bepaald met een maximale onzekerheid die minder dan 1/3e bedraagt van de voorgeschreven maximale onzekerheid van het goedgekeurde niveau voor de activiteitsgegevens voor de betrokken bronstroom.

Indien de exploitant de toegestane maximale onzekerheid voor de jaarwaarde niet kan naleven of niet kan aantonen dat hij de drempelwaarden naleeft, past hij tenminste — voor zover toepasselijk — de in de volgende tabel vermelde analysefrequenties toe. In alle andere gevallen stelt de bevoegde administratie de analysefrequentie vast.

Indicatieve minimale analysefrequenties

Brandstof/Materiaal	Analysefrequentie
Aardgas	Tenminste wekelijks
Procesgas (gemengd raffinaderijgas, cokesovengas, hoogovengas en convertorgas)	Tenminste dagelijks — d.m.v. passende procedures op verschillende tijdstippen van de dag
Stookolie	Eens per 20 000 t en ten minste zes keer per jaar
Steenkool, cokeskool, petroleumcokes	Eens per 20 000 t en ten minste zes keer per jaar
Vaste afvalstoffen (zuiver fossiel of gemengd biomassa/fossiel)	Eens per 5 000 t en ten minste vier keer per jaar
Vloeibare afvalstoffen	Eens per 10 000 t en ten minste vier keer per jaar
Carbonaatmineralen (b.v. kalksteen en dolomiet)	Eens per 50 000 t en ten minste vier keer per jaar
Klei en leisteen	Eens per hoeveelheid materiaal die overeenstemt met 50 000 t CO ₂ en ten minste vier keer per jaar
Andere in- en outputstromen van de massabalans (n.v.t. op brandstoffen en reducerende agentia)	Eens per 20 000 t en tenminste maandelijks
Andere materialen	Afhankelijk van het type materiaal en de variabiliteit, eens per hoeveelheid materiaal die overeenstemt met 50 000 t CO ₂ en ten minste vier keer per jaar

HOOFDSTUK II. — *Specifieke richtsnoeren*

1. Richtsnoeren betreffende de emissies van verbrandingsactiviteiten

1.1. Grenzen en volledigheid

De hiernavermelde specifieke richtsnoeren moeten worden toegepast voor het bewaken van CO₂-emissies uit verbrandingsinstallaties met een totaal nominaal thermisch vermogen van meer dan 20 MW (met uitzondering van installaties voor het verbranden van gevaarlijke stoffen of stadsafval), zoals genoemd in artikel I van dit besluit, en voor het bewaken van verbrandingsemissies van andere activiteiten zoals genoemd in ditzelfde artikel en in de hiernavermelde punten. Voor relevante processen van de petrochemische industrie — voor zover vallend onder artikel 1 van dit besluit — kan ook punt 2 van toepassing zijn.

De bewaking van CO₂ emissies van een verbrandingsproces omvat de emissies vanuit de verbranding van alle brandstoffen in de installatie alsmede de emissies vanuit gasreinigingsprocessen, zoals voor de verwijdering van CO₂. Emissies uit verbrandingsmotoren voor vervoersdoeleinden worden niet bewaakt en gerapporteerd. Alle broeikasgasemissies uit de verbranding van brandstoffen in de installatie moeten worden toegewezen aan de installatie, zonder rekening te houden met de afvoer van warmte of elektriciteit naar andere installaties. Emissies die samenhangen met de opwekking van warmte of elektriciteit die afkomstig is van andere installaties, mogen niet aan de ontvangende installatie worden toegewezen.

De emissies van een verbrandingsinstallatie die aan een geïntegreerde staalfabriek grenst en daaruit het grootste deel van haar brandstof verkrijgt, maar waarvoor een afzonderlijke broeikasgasemissievergunning is afgegeven, mogen worden berekend als onderdeel van de massabalans voor die staalfabriek indien de exploitant ten genoegen van de bevoegde autoriteit kan aantonen dat daardoor de totale onzekerheid van de emissiebepalingen afneemt.

1.2. Bepaling van CO₂-emissies

Bronnen van CO₂-emissies van verbrandingsinstallaties en -processen zijn onder andere :

- verwarmingsketels
- branders
- turbines
- bakovens
- verwarmingstoestellen
- smeltovens
- verbrandingsovens
- keramiekovens

- drogers
- motoren
- fakkels
- gasreinigers (procesemissies)
- alle andere toestellen of machines die brandstof verbruiken, met uitzondering van toestellen of machines met verbrandingsmotor voor vervoersdoeleinden.

1.2.1. Berekening van CO₂-emissies

1.2.1.1. Verbrandingsemisies

1.2.1.1.1. Algemene verbrandingsactiviteiten

CO₂-emissies vanuit verbrandingsprocessen moeten worden berekend door de energie-inhoud van elke gebruikte brandstof te vermenigvuldigen met een emissiefactor en een oxidatiefactor. Voor elke brandstof en voor elke activiteit moet de volgende berekening worden uitgevoerd :

$$\text{CO}_2\text{-emissies} = \text{activiteitsgegevens} \times \text{emissiefactor} \times \text{oxidatiefactor}$$

waarin :

a) Activiteitsgegevens :

De activiteitsgegevens worden uitgedrukt als de netto-energie-inhoud van de in de verslagperiode verbruikte brandstof [TJ]. De energie-inhoud van het brandstofverbruik moet worden berekend met behulp van de volgende formule :

Energie-inhoud van het brandstofverbruik [TJ] = verbruikte brandstof [t of Nm³] x calorische onderwaarde van de brandstof [TJ/t ou TJ/Nm³] (4)

Ingeval een massa- of volumegerelateerde emissiefactor [tCO₂/t of tCO₂/Nm³] wordt gebruikt, worden de activiteitsgegevens uitgedrukt als hoeveelheid verbruikte brandstof [t of Nm³].

waarin :

a1) Verbruikte brandstof :

Niveau 1 :

Het brandstofverbruik over de verslagperiode wordt door de exploitant of de brandstofleverancier bepaald met een maximale onzekerheid van minder dan ± 7,5 %, rekening houdend met eventuele voorraadwijzigingen.

Niveau 2 :

Het brandstofverbruik over de verslagperiode wordt door de exploitant of de brandstofleverancier bepaald met een maximale onzekerheid van minder dan ± 5 %, rekening houdend met eventuele voorraadwijzigingen.

Niveau 3 :

Het brandstofverbruik over de verslagperiode wordt door de exploitant of de brandstofleverancier bepaald met een maximale onzekerheid van minder dan ± 2,5 %, rekening houdend met eventuele voorraadwijzigingen.

Niveau 4 :

Het brandstofverbruik over de verslagperiode wordt door de exploitant of de brandstofleverancier bepaald met een maximale onzekerheid van minder dan ± 1,5 %, rekening houdend met eventuele voorraadwijzigingen.

a2) Calorische onderwaarde :

Niveau 1 :

Voor elke brandstof wordt de referentiewaarde gebruikt zoals aangegeven in punt 4 van hoofdstuk I van deze bijlage.

Niveau 2a :

De exploitant past voor elke brandstof de voor het betrokken land specifieke calorische onderwaarde toe die is aangegeven in de laatste nationale inventaris, zoals overgelegd aan het secretariaat van het Raamverdrag van de Verenigde Naties inzake klimaatverandering.

Niveau 2b :

Voor de commercieel verhandelbare brandstoffen wordt de calorische onderwaarde gebruikt die wordt ontleend aan de door de brandstofleverancier voor de betrokken brandstof afgegeven aankoopbescheiden, voor zover die waarde is verkregen op basis van aanvaarde nationale of internationale normen.

Niveau 3 :

De exploitant laat de calorische onderwaarde van de brandstof van een installatie meten en dit, in overeenstemming met de bepalingen van punt 6 van hoofdstuk I van deze bijlage.

b) Emissiefactor :

Niveau 1 :

Voor elke brandstof wordt de referentiewaarde voor de emissiefactor gebruikt zoals aangegeven in punt 4 van hoofdstuk I van deze bijlage.

Niveau 2a :

De exploitant past voor de brandstof de emissiefactor toe die door het Waalse Gewest is aangegeven in de meest recente nationale inventaris van broeikasgasemissies, zoals goedgekeurd door de Nationale Klimaatcommissie ingesteld bij het samenwerkingsakkoord van 14 november 2002 tussen de federale Staat, het Vlaamse Gewest, het Waalse Gewest en het Brussels Hoofdstedelijk Gewest betreffende het opstellen, het uitvoeren en het opvolgen van een Nationaal Klimaatplan, alsook het rapporteren, in het kader van het Raamverdrag van de Verenigde Naties inzake Klimaatverandering en het Protocol van Kyoto.

Niveau 2b :

De exploitant bepaalt voor elke partij brandstoffen de emissiefactor op basis van één van de volgende algemeen aanvaarde vervangingsmogelijkheden :

- dichtheidsmeting van specifieke oliën of gassen, zoals gebruikelijk in raffinaderijen of in de staalindustrie, en
- de calorische onderwaarde van specifieke soorten steenkool,

in combinatie met een empirische correlatie die ten minste één keer per jaar wordt bepaald in overeenstemming met de bepalingen van punt 6 van hoofdstuk I van deze bijlage. De exploitant moet ervoor instaan dat de correlatie voldoet aan de eisen van een goede technische praktijk die door de bevoegde administratie wordt aanvaard, en dat deze alleen wordt toegepast voor waarden van de vervangingsmogelijkheid die vallen binnen het bereik waarvoor deze is geaccepteerd.

Niveau 3 :

De exploitant bepaalt de specifieke emissiefactoren voor de desbetreffende partij of laat ze bepalen, in overeenstemming met de bepalingen van punt 6 van hoofdstuk 1 van deze bijlage.

c) Oxidatiefactor :

De exploitant mag het voor zijn monitoringmethodiek geschikte niveau kiezen.

Niveau 1 :

Er wordt een oxidatiefactor van 1,0 (5) gebruikt.

Niveau 2 :

De exploitant past voor elke brandstof de oxidatiefactor toe die is aangegeven in de laatste nationale inventaris, zoals overgelegd aan het secretariaat van het Raamverdrag van de Verenigde Naties inzake klimaatverandering.

Niveau 3 :

Voor brandstoffen leidt de exploitant de activiteitspecifieke factoren af op basis van relevante parameters zoals het koolstofgehalte van as, effluënten en andere afval- en bijproducten alsook andere relevante niet volledig geoxideerde gasvormige koolstofspecties in de uitstoot. De samenstellingsgegevens worden bepaald overeenkomstig punt 6 van hoofdstuk I van deze bijlage.

1.2.1.1.2. Massabalansmethode – installaties die roetzwart produceren en gasverwerkingsterminals

Voor installaties die roetzwart produceren en voor gasverwerkingsterminals kan de massabalansmethode worden toegepast. Daarbij wordt voor de bepaling van de broeikasgasemissies rekening gehouden met alle koolstof in de ingezette materialen, de voorraden, de producten en de andere materialen die uit de installatie worden afgevoerd, middels de volgende vergelijking :

$$\text{CO}_2\text{-emissies [tCO}_2\text{]} = (\text{ingezette materialen} - \text{producten} - \text{afgevoerde materialen} - \text{voorraadwijzigingen}) * \text{conversiefactor CO}_2\text{/C}$$

waarin :

- ingezette materialen [tC] : alle koolstof die over de grenzen de installatie binnenkomt;

- producten [tC] : alle koolstof in producten en materialen, inclusief bijproducten, die over de grenzen de installatie verlaat;

- afgevoerde materialen [tC] : koolstof die over de grenzen uit de installatie wordt afgevoerd, b.v. door lozen op de riolering, storten op een afvalstortplaats of verliezen. Tot de afgevoerde materialen behoort niet de emissie van broeikasgassen naar de atmosfeer;

- voorraadwijzigingen [tC] : toename van de koolstofvoorraad binnen de grenzen van de installatie

De berekening moet dan als volgt plaatsvinden :

$$\text{CO}_2\text{-emissies [tCO}_2\text{]} = (\sum (\text{activiteitsgegevensingezette materialen} * \text{koolstofgehalte-ingezette materialen}) - \sum (\text{activiteitsgegevensproducten} * \text{koolstofgehalteproducten}) - \sum (\text{activiteitsgegevensafgevoerde materialen} * \text{koolstofgehalteafgevoerde materialen}) - \sum (\text{activiteitsgegevensvoorraadwijzigingen} * \text{koolstofgehaltevoorraadwijzigingen})) * 3,664$$

waarin

a) Activiteitsgegevens

De exploitant moet voor alle relevante brandstoffen en materialen afzonderlijk de massastromen vanuit en naar de installatie en de bijbehorende voorraadwijzigingen analyseren en rapporteren. Ingeval het koolstofgehalte van een massastroom gewoonlijk wordt gerelateerd aan de energie-inhoud (brandstoffen) is het de exploitant toegestaan om de relatie tussen koolstofgehalte en energie-inhoud [t C/TJ] voor de betrokken massastroom te bepalen en te gebruiken voor de berekening van de massabalans.

Niveau 1 :

De activiteitsgegevens over de verslagperiode worden bepaald met een maximale onzekerheid van minder dan $\pm 7,5$ %.

Niveau 2 :

De activiteitsgegevens over de verslagperiode worden bepaald met een maximale onzekerheid van minder dan ± 5 %.

Niveau 3 :

De activiteitsgegevens over de verslagperiode worden bepaald met een maximale onzekerheid van minder dan $\pm 2,5$ %.

Niveau 4 :

De activiteitsgegevens over de verslagperiode worden bepaald met een maximale onzekerheid van minder dan $\pm 1,5$ %.

b) Koolstofgehalte

Niveau 1 :

Het koolstofgehalte van de input- en outputstromen wordt afgeleid uit de standaardemissiefactoren voor brandstoffen of materialen die in punt 4 van hoofdstuk I van deze bijlage I of in de punten 3 tot 5 van dit hoofdstuk worden vermeld. Het koolstofgehalte wordt als volgt afgeleid :

$$\text{Koolstofgehalte C [t / t of TJ]} = \frac{\text{Emissiefactoren [t CO}_2\text{ / t of TJ]}}{3,664 [\text{tCO}_2\text{ / tC}]}$$

Niveau 2 :

Het koolstofgehalte van een input- of outputstroom wordt afgeleid volgens de bepalingen van punt 6 van hoofdstuk I van deze bijlage ten aanzien van de representatieve bemonstering van brandstoffen, producten en bijproducten en van de bepaling van het koolstofgehalte en de biomassafractie ervan.

1.2.1.1.3. Fakkels

Bij emissies van affakkelinrichtingen gaat het om routinematig affakkelen en operationeel affakkelen (uitschakelen, opstarten en stopzetten) alsmede om noodprocedures voor drukontlasting.

CO₂-emissies moeten worden berekend op basis van de hoeveelheid afgefakkeld gas [m³] en het koolstofgehalte van het afgefakkelde gas [tCO₂/m³] (met inbegrip van anorganische koolstof).

CO₂-emissies = activiteitengegevens x emissiefactor x oxidatiefactor

waarin :

a) Activiteitsgegevens

Niveau 1 :

De hoeveelheid in de verslagperiode afgefakkeld gas [m³], bepaald door volumemeting met een maximale toelaatbare meetonzekerheid van +/- 17,5 %.

Niveau 2 :

De hoeveelheid in de verslagperiode afgefakkeld gas [m³], bepaald door volumemeting met een maximale toelaatbare meetonzekerheid van +/- 12,5 %.

Niveau 3 :

De hoeveelheid in de verslagperiode afgefakkeld gas [m³], bepaald door volumemeting met een maximale toelaatbare meetonzekerheid van +/- 7,5 %.

b) Emissiefactor :

Niveau 1 :

Met behulp van een referentiewaarde van 0,00393 tCO₂/ m³ voor de emissiefactor (onder standaardomstandigheden), afgeleid uit de verbranding van zuiver ethaan dat op behoudende wijze in de plaats van afgefakkelde gassen wordt gebruikt.

Niveau 2a :

De exploitant past voor elke brandstof de emissiefactor toe die is aangegeven in de laatste nationale inventaris, zoals overgelegd aan het secretariaat van het Raamverdrag van de Verenigde Naties inzake klimaatverandering.

Niveau 2b :

Er worden installatiespecifieke emissiefactoren afgeleid uit een schatting van de molecuulmassa van het afgefakkelde gas, via procesmodellering aan de hand van industriestandaardmodellen. Uit het relatieve aandeel van de diverse deelstromen en de overeenkomstige molecuulmassa's wordt een gewogen jaargemiddelde voor de molecuulmassa van het afgefakkelde gas afgeleid.

Niveau 3 :

Emissiefactor [t CO₂/m³ afgefakkeld gas] berekend uit het koolstofgehalte van het afgefakkelde gas volgens de bepalingen van punt 6 van hoofdstuk I van deze bijlage.

c) Oxidatiefactor :

Er mag een lager niveau worden toegepast.

Niveau 1 :

Oxidatiefactor van 1,0.

Niveau 2 :

De exploitant past de oxidatiefactor toe die is aangegeven in de laatste nationale inventaris, zoals overgelegd aan het secretariaat van het Raamverdrag van de Verenigde Naties inzake klimaatverandering.

1.2.1.2. Procesemissies :

Procesemissies van CO₂ afkomstig van het gebruik van carbonaat voor verwijdering van SO₂ uit het rookgas door middel van rookgasreiniging moeten worden berekend op basis van het aangekochte carbonaat (rekenmethode 1a) of van het geproduceerde gips (rekenmethode 1b). Deze twee rekenmethoden zijn gelijkwaardig. De berekening moet plaatsvinden als volgt :

CO₂-emissies [t] = activiteitsgegevens x emissiefactor

waarin :

Rekenmethode A : carbonaat

De emissies worden berekend op basis van de hoeveelheid gebruikt carbonaat :

a) Activiteitsgegevens :

Niveau 1 :

Massa [t] droog carbonaat als ingezet materiaal in het proces, jaarlijks gemeten door de exploitant, met een maximale toelaatbare meetonzekerheid van minder dan +/- 7,5 %.

b) Emissiefactor :

Niveau 1 :

De bij de conversie van carbonaten [t CO₂/t droog carbonaat] toegepaste stoichiometrische verhouding is weergegeven in tabel 1 hieronder.

Tabel 1 : Stoichiometrische emissiefactoren

Carbonaat	Emissiefactor [t tCO ₂ /tCa-, Mg-ander carbonaat]	Opmerkingen
CaCO ₃	0,440	
MgCO ₃	0,522	
Algemeen: X _Y (CO ₃)Z	Emissiefactor = [M _{CO₂}] {Yx [M _x] + Zx [M _{CO₃²⁻}]}	X = alkali- of aardalkalimetaal M _x = molecuulmassa van X [in g/mol] M _{CO₂} = molecuulmassa van CO ₂ = 44 [g/mol] M _{CO₃²⁻} = molecuulmassa van CO ₃ ²⁻ = 60 [g/mol] Y = stoichiometrische coëfficiënt van X = 1 (voor aardalkalimetalen) = 2 (voor alkalimetalen) Z = stoichiometrische coëfficiënt van CO ₃ ²⁻ = 1

Rekenmethode B : gips

De emissies worden berekend op basis van de hoeveelheid geproduceerd gips :

a) Activiteitsgegevens :

Niveau 1 :

Massa

droog gips (CaSO₄ × 2H₂O) als eindproduct van het proces, jaarlijks gemeten door de verwerker van het gips, met een maximale toelaatbare meetonzekerheid van minder dan +/- 7,5 %.

b) Emissiefactor :

Niveau 1 :

De stoichiometrische verhouding van gedroogd gips (CaSO₄ × 2H₂O) en CO₂ in het proces bedraagt 0,2558 tCO₂/t gips.

1.2.2. Meting van CO₂-emissies :

De richtsnoeren voor metingen van punt 11 van dit hoofdstuk moeten worden toegepast.

2. Specifieke richtsnoeren betreffende de aardolieraffinaderijen

2.1. Grenzen en volledigheid

De bewaking van CO₂-emissies uit een installatie omvat alle emissies vanuit de verbrandings- en productieprocessen die in raffinaderijen voorkomen. Emissies vanuit processen die plaatsvinden in aangrenzende installaties van de chemische industrie die niet zijn opgenomen in artikel 1 van dit besluit en geen deel uitmaken van de raffinage, worden niet meegeteld.

2.2. Bepaling van CO₂-emissies

Potentiële bronnen van CO₂-emissies zijn onder andere :

a) Verbranding in het kader van energieactiviteiten :

- Verwarmingketels
- Procesverhitters/-behandelingstoestellen
- Verbrandingsmotoren/turbines
- Inrichtingen voor katalytische en thermische oxidatie
- Cokesroostovens
- Brandbluspompen
- Nood- en reservegeneratoren
- Fakkels
- Verbrandingsovens
- Krakkers

b) Processen

- Installaties voor de productie van waterstof
- Katalytische regeneratie (afkomstig van katalytisch kraken en andere katalytische processen)
- Verkooksers (flexicoking, "delayed coking").

2.2.1. Berekening van CO₂-emissies

2.2.1.1. Verbrandingsemisies

Verbrandingsemisies moeten worden bewaakt in overeenstemming met punt 1° van dit hoofdstuk.

2.2.1.2. Procesemissies

Specifieke processen waaruit CO₂-emissies voortkomen, zijn onder andere :

1. Katalytische-krakerregeneratie, andere katalysatorregeneratie en flexi-coking

De cokes die zich als bijproduct van het kraakproces op de katalysator heeft verzameld, wordt in de regenerator verbrand om de activiteit van de katalysator te herstellen. Voor verdere raffinageprocessen is een katalysator nodig die moet worden geregenereerd, bijvoorbeeld door katalytisch reformeren.

De emissies worden berekend aan de hand van een materiaalbalans, rekening houdend met de samenstelling van de aangevoerde lucht en van het rookgas. Alle CO in het rookgas wordt in de balans opgevoerd als CO₂ (6).

De analyse van de aangevoerde lucht en het rookgas en de keuze van het niveau vinden plaats overeenkomstig de bepalingen van punt 6 van hoofdstuk I van deze bijlage.

De specifieke berekeningsmethode moet door de bevoegde administratie worden goedgekeurd in het kader van de evaluatie van het monitoringplan en de daarin omschreven monitoringmethodiek.

Niveau 1 :

Voor elke emissiebron dient een totale onzekerheid van de totale emissies over de verslagperiode van minder dan ± 10 % te worden bereikt.

Niveau 2 :

Voor elke emissiebron dient een totale onzekerheid van de totale emissies over de verslagperiode van minder dan $\pm 7,5\%$ te worden bereikt.

Niveau 3 :

Voor elke emissiebron dient een totale onzekerheid van de totale emissies over de verslagperiode van minder dan $\pm 5\%$ te worden bereikt.

Niveau 4 :

Voor elke emissiebron dient een totale onzekerheid van de totale emissies over de verslagperiode van minder dan $\pm 2,5\%$ te worden bereikt.

2. Productie van raffinaderijwaterstof

De uitgestoten CO₂ is afkomstig van koolstof in de grondstof gas. De CO₂-emissies moeten worden berekend op basis van de ingezette materialen.

CO₂-emissies = activiteitsgegevensingezet materiaal x emissiefactor

waarin :

a) Activiteitsgegevens :

Niveau 1 :

De hoeveelheid in de verslagperiode verwerkte koolwaterstoffen [t grondstof], bepaald door volumemeting met een maximale toelaatbare meetonzekerheid van $\pm 7,5\%$.

Niveau 2 :

De hoeveelheid in de verslagperiode verwerkte koolwaterstoffen [t grondstof], bepaald door volumemeting met een maximale toelaatbare meetonzekerheid van $\pm 2,5\%$.

b) Emissiefactor :

Niveau 1 :

Gebruik van een referentiewaarde van 2,9 tCO₂ per t verbruikte grondstof.

Niveau 2 :

Gebruik van een specifieke emissiefactor [CO₂/t grondstof] die is berekend op basis van het koolstofgehalte van de grondstof gas, bepaald in overeenstemming met punt 6 van hoofdstuk I van deze bijlage.

2.2.2. Meting van CO₂-emissies

De richtsnoeren voor metingen van hoofdstuk I van deze bijlage moeten worden toegepast.

3. Specifieke richtsnoeren voor cokesovens

3.1. Grenzen en volledigheid

Cokesovens kunnen deel uitmaken van staalfabrieken die technisch rechtstreeks zijn gekoppeld met sinterinstallaties en installaties voor de vervaardiging van ruwijzer en staal inclusief continugieten, wat bij normaal bedrijf een intensieve uitwisseling van energie en materiaal (b.v. hoogovengas, cokesovengas, cokes) veroorzaakt.

Wanneer de vergunning voor de installatie van toepassing is op de gehele geïntegreerde staalfabriek en niet uitsluitend op de cokesoven, mogen de CO₂-emissies ook met behulp van de massabalansmethode, zoals hierna gespecificeerd in punt 3.2.1.1, voor de staalfabriek als geheel worden bewaakt.

Wanneer rookgasreiniging in de installatie wordt toegepast en de daaruit voortvloeiende emissies niet worden meegerekend als bestanddeel van de procesemissies van de installatie, moeten deze worden berekend in overeenstemming met hoofdstuk I van deze bijlage.

3.2. Bepaling van CO₂-emissies

In cokesovens zijn de CO₂-emissies afkomstig van de volgende bronnen :

- grondstoffen (steenkool of petroleumcokes)
- conventionele brandstoffen (b.v. aardgas)
- procesgassen (b.v. hoogovengas)
- overige brandstoffen
- rookgasreiniging.

3.2.1. Berekening van CO₂-emissies

Wanneer de cokesoven deel uitmaakt van een geïntegreerde staalfabriek, kan de exploitant emissies berekenen :

- a) voor de geïntegreerde staalfabriek als geheel, met behulp van de massabalansmethode, of
- b) voor de cokesoven als afzonderlijke activiteit van de geïntegreerde staalfabriek.

3.2.1.1. Massabalansmethode

Met de massabalansmethode moet alle koolstof in ingezette materialen, opeenhopeningen, insluitingen in producten en afgevoerde materialen worden geanalyseerd om de CO₂-emissies van broeikasgassen vanuit de installatie te omvatten, en wel door middel van de volgende vergelijking :

CO₂-emissies t [tCO₂] = (ingezette materialen - producten - afgevoerde materialen - voorraadwisselingen) x conversiefactor CO₂/C

waarin :

- ingezette materialen [tC] : alle koolstof die over de grenzen van de installatie binnenkomt.
- Producten [tC] : alle koolstof in producten en materialen, inclusief bijproducten, die over de grenzen de massabalans verlaat.
- Afgevoerde materialen [tC] : koolstof die wordt afgevoerd vanaf de grenzen van de massabalans, b.v. door lozen op de riolering, storten op de afvalstortplaats of verliezen. Tot de afgevoerde materialen behoren niet de CO₂-emissies naar de atmosfeer.
- Voorraadwisselingen [tC] : toename van de koolstofvoorraad binnen de grenzen van de installatie.

De berekening moet dan als volgt plaatsvinden :

$$\text{CO}_2\text{-emissies [tCO}_2\text{]} = (\sum (\text{activiteitsgegevensingezette materialen} \times \text{koolstofgehalte-ingezette materialen}) - \sum (\text{activiteitsgegevensproducten} \times \text{koolstofgehalteproducten}) - \sum (\text{activiteitsgegevensafgevoerde materialen} \times \text{koolstofgehalteafgevoerde materialen}) - \sum (\text{activiteitsgegevensvoorraadwijzigingen} \times \text{koolstofgehaltevoorraadwijzigingen})) \times 3,664$$

waarin :

a) Activiteitsgegevens

De exploitant moet voor alle relevante brandstoffen en materialen afzonderlijk de massastromen in en uit de installatie en bijbehorende voorraadswisselingen analyseren en rapporteren. Ingeval het koolstofgehalte van een massastroom gewoonlijk wordt gerelateerd aan de energie-inhoud (brandstoffen) is het de exploitant toegestaan om de relatie tussen koolstofgehalte en energie-inhoud [t C/TJ] voor de betrokken massastroom te bepalen en te gebruiken voor de berekening van de massabalans.

Niveau 1

De activiteitsgegevens over de verslagperiode worden bepaald met een maximale onzekerheid van $\pm 7,5$ %.

Niveau 2

De activiteitsgegevens over de verslagperiode worden bepaald met een maximale onzekerheid van ± 5 %.

Niveau 3

De activiteitsgegevens over de verslagperiode worden bepaald met een maximale onzekerheid van $\pm 2,5$ %.

Niveau 4

De activiteitsgegevens over de verslagperiode worden bepaald met een maximale onzekerheid van $\pm 1,5$ %.

b) Koolstofgehalte

Niveau 1

Het koolstofgehalte van de input- en outputstromen wordt afgeleid uit de standaardemissiefactoren voor brandstoffen of materialen die in punt 4 van hoofdstuk I van deze bijlage I of in de punten 3 tot 9 van dit hoofdstuk worden vermeld. Het koolstofgehalte wordt als volgt afgeleid :

$$\text{Koolstofgehalte C [t / t of TJ]} = \frac{\text{Emissiefactoren [t CO}_2\text{ / t of TJ]}}{3,664 [\text{tCO}_2\text{ / tC}]}$$

Niveau 2

De exploitant past voor de brandstof of het materiaal in kwestie het specifieke koolstofgehalte toe dat is aangegeven in de laatste nationale inventaris, zoals overgelegd aan het secretariaat van het Raamverdrag van de Verenigde Naties inzake klimaatverandering.

Niveau 3

Het koolstofgehalte van een input- of outputstroom wordt afgeleid volgens de bepalingen van punt 6 van hoofdstuk I van deze bijlage ten aanzien van de representatieve bemonstering van brandstoffen, producten en bijproducten en van de bepaling van het koolstofgehalte en de biomassafractie ervan.

3.2.1.2. Verbrandingsemissies

Verbrandingsprocessen in cokesovens waar brandstoffen (b.v. cokes, steenkool en aardgas) niet als reduceermiddel worden gebruikt of niet afkomstig zijn van metallurgische reacties, moeten worden bewaakt en gerapporteerd in overeenstemming met hoofdstuk I van deze bijlage.

3.2.1.3. Procesemissies :

Het proces levert als een van de eindmaterialen onder meer ruw cokesovengas op, dat veel koolstofhoudende componenten zoals kooldioxide (CO₂), koolmonoxide (CO), methaan (CH₄) en koolwaterstoffen (C_xH_y) bevat.

De totale CO₂-emissie uit cokesovens moet als volgt worden berekend :

$$\text{CO}_2\text{-emissie [tCO}_2\text{]} = \sum (\text{activiteitsgegevensINGEZETTE MATERIALEN} \times \text{emissiefactorINGEZETTE MATERIALEN}) - \sum (\text{activiteitsgegevensEINDMATERIALEN} \times \text{emissiefactorEINDMATERIALEN})$$

waarin :

a) Activiteitsgegevens

De activiteitsgegevensINGEZETTEMATERIALEN kunnen bestaan uit steenkool als grondstof, cokesgruis, petroleumcokes, olie, hoogovengas, cokesovengas en dergelijke. De activiteitsgegevensEINDPRODUCT kunnen bestaan uit cokes, teer, lichte olie, cokesovengas en dergelijke.

a1) Brandstof gebruikt als ingezet materiaal voor het proces

Niveau 1

De massastroom van de brandstof in en uit de installatie wordt bepaald met behulp van meetinrichtingen met een maximale toelaatbare meetonzekerheid van minder dan $\pm 7,5$ %.

Niveau 2

De massastroom van de brandstof in en uit de installatie wordt bepaald met behulp van meetinrichtingen met een maximale toelaatbare meetonzekerheid van minder dan ± 5 %.

Niveau 3

De massastroom van de brandstof in en uit de installatie wordt bepaald met behulp van meetinrichtingen met een maximale toelaatbare meetonzekerheid van minder dan $\pm 2,5$ %.

Niveau 4

De massastroom van de brandstof in en uit de installatie wordt bepaald met behulp van meetinrichtingen met een maximale toelaatbare meetonzekerheid van minder dan $\pm 1,5$ %.

a2) Calorische onderwaarde

Niveau 1

Voor elke brandstof wordt de referentiewaarde gebruikt zoals aangegeven in punt 4 van hoofdstuk I van deze bijlage.

Niveau 2 :

De exploitant past voor elke brandstof de specifieke calorische onderwaarde toe die is aangegeven in de laatste nationale inventaris, zoals overgelegd aan het secretariaat van het Raamverdrag van de Verenigde Naties inzake klimaatverandering.

Niveau 3 :

De exploitant laat de calorische onderwaarde van elke partij brandstof van een installatie meten en dit, in overeenstemming met de bepalingen van punt 6 van hoofdstuk I van deze bijlage.

b) Emissiefactor

Niveau 1

Gebruik voor de emissiefactoren de in punt 4 van hoofdstuk I van deze bijlage vermelde referentiewaarden.

Niveau 2

De exploitant past voor elke brandstof de emissiefactor toe die is aangegeven in de laatste nationale inventaris, zoals overgelegd aan het secretariaat van het Raamverdrag van de Verenigde Naties inzake klimaatverandering.

Niveau 3

Specifieke emissiefactoren worden bepaald in overeenstemming met de bepalingen van punt 6 van hoofdstuk I van deze bijlage.

3.2.2. Meting van CO₂-emissies :

De richtsnoeren omschreven in de beide hoofdstukken van deze bijlage moeten worden toegepast.

4. Specifieke richtsnoeren voor roost- en sinterinstallaties voor metaalerts

4.1. Grenzen en volledigheid

Roost- en sinterinstallaties voor metaalerts kunnen integraal deel uitmaken van staalfabrieken die technisch rechtstreeks zijn gekoppeld met cokesovens en installaties voor de vervaardiging van ruwijzer en staal inclusief continugieten. Hiermee wordt bij normaal bedrijf een intensieve uitwisseling van energie en materiaal (b.v. hoogoven-gas, cokesovengas, cokes, kalksteen) veroorzaakt. Wanneer de vergunning voor de installatie van toepassing is op de gehele staalfabriek en niet uitsluitend op de roost- of sinterinstallatie, mogen de CO₂-emissies ook voor de geïntegreerde staalfabriek als geheel worden bewaakt. In deze gevallen mag gebruik worden gemaakt van de massabalansmethode (zie punt 4.2.1.1 hierna).

Wanneer rookgasreiniging in de installatie wordt toegepast en de daaruit voortvloeiende emissies niet worden meegerekend als bestanddeel van de procesemissies van de installatie, moeten deze worden berekend in overeenstemming met hoofdstuk I van deze bijlage.

4.2. Bepaling van CO₂-emissies

In roost- en sinterinstallaties voor metaalerts zijn de CO₂-emissies afkomstig van de volgende bronnen : In roost-, sinter- of pelletiseerinstallaties voor metaalerts zijn de CO₂-emissies afkomstig van de volgende bronnen :

- grondstoffen (branden van kalksteen, dolomiet en ijzercarbonaaterst, b.v. FeCO₃)
- conventionele brandstoffen (aardgas en cokes/cokesbrijs)
- procesgassen (b.v. cokesovengas en hoogoven-gas)
- residu's van processen die worden gebruikt als uitgangsmateriaal inclusief gefilterd stof van de sinterinstallatie, de convertor en de hoogoven
- overige brandstoffen
- rookgasreiniging.

4.2.1. Berekening van CO₂-emissies

Als een roost-, sinter- of pelletiseerinstallatie voor metaalerts deel uitmaakt van een geïntegreerde staalfabriek, kan de exploitant emissies berekenen :

- a) voor de geïntegreerde staalfabriek als geheel, met behulp van de massabalansmethode, of
- b) voor de roost-, sinter- of pelletiseerinstallatie als afzonderlijke activiteit van de geïntegreerde staalfabriek.

4.2.1.1. Massabalansmethode

Met de massabalansmethode moet alle koolstof in ingezette materialen, opeenhopingen, insluitingen in producten en afgevoerde materialen worden geanalyseerd om de CO₂-emissies van broeikasgassen vanuit de installatie te omvatten, en wel door middel van de volgende vergelijking :

CO₂ -emissies t [tCO₂] = (ingezette materialen - producten - afgevoerde materialen - voorraadwisselingen) x conversiefactor CO₂/C

waarin :

- Ingezette materialen [tC] : alle koolstof die over de grenzen van de installatie binnenkomt.
- Producten [tC] : alle koolstof in producten en materialen, inclusief bijproducten, die over de grenzen de massabalans verlaat.
- Afgevoerde materialen [tC] : koolstof die wordt afgevoerd vanaf de grenzen van de massabalans, b.v. door lozen op de riolering, storten op de afvalstortplaats of verliezen. Tot de afgevoerde materialen behoren niet de CO₂-emissies naar de atmosfeer.
- Voorraadwisselingen [tC] : toename van de koolstofvoorraad binnen de grenzen van de installatie.

De berekening moet dan als volgt plaatsvinden :

CO₂-emissies [tCO₂] = (Σ (activiteitsgegevensingezette materialen x koolstofgehalte-ingezette materialen) - Σ (activiteitsgegevensproducten x koolstofgehalteproducten) - Σ (activiteitsgegevensafgevoerde materialen x koolstofgehalteafgevoerde materialen) - Σ (activiteitsgegevensvoorraadwijzigingen x koolstofgehaltevoorraadwijzigingen)) x 3,664

waarin :

a) Activiteitsgegevens

De exploitant moet voor alle relevante brandstoffen en materialen afzonderlijk de massastromen in en uit de installatie en bijbehorende voorraadwisselingen analyseren en rapporteren. Ingeval het koolstofgehalte van een massastroom gewoonlijk wordt gerelateerd aan de energie-inhoud (brandstoffen) is het de exploitant toegestaan om de relatie tussen koolstofgehalte en energie-inhoud [t C/TJ] voor de betrokken massastroom te bepalen en te gebruiken voor de berekening van de massabalans.

Niveau 1

De activiteitsgegevens over de verslagperiode worden bepaald met een maximale onzekerheid van ± 7,5 %.

Niveau 2

De activiteitsgegevens over de verslagperiode worden bepaald met een maximale onzekerheid van ± 5 %.

Niveau 3

De activiteitsgegevens over de verslagperiode worden bepaald met een maximale onzekerheid van ± 2,5 %.

Niveau 4

De activiteitsgegevens over de verslagperiode worden bepaald met een maximale onzekerheid van ± 1,5 %.

b) Koolstofgehalte

Niveau 1

Het koolstofgehalte van de input- en outputstromen wordt afgeleid uit de standaardemissiefactoren voor brandstoffen of materialen die in punt 4 van hoofdstuk I van deze bijlage of in de punten 3 tot 9 van dit hoofdstuk worden vermeld. Het koolstofgehalte wordt als volgt afgeleid :

$$\text{Koolstofgehalte } C [t / t \text{ of } TJ] = \frac{\text{Emissiefactoren } [t \text{ CO}_2 / t \text{ of } TJ]}{3,664 [t \text{ CO}_2 / tC]}$$

Niveau 2

De exploitant past voor de brandstof of het materiaal in kwestie het specifieke koolstofgehalte toe dat is aangegeven in de laatste nationale inventaris, zoals overgelegd aan het secretariaat van het Raamverdrag van de Verenigde Naties inzake klimaatverandering.

Niveau 3

Het koolstofgehalte van een input- of outputstroom wordt afgeleid volgens de bepalingen van punt 6 van hoofdstuk I van deze bijlage ten aanzien van de representatieve bemonstering van brandstoffen, producten en bijproducten en van de bepaling van het koolstofgehalte en de biomassafractie ervan.

4.2.1.2. Verbrandingsemissies

Verbrandingsprocessen in roost-, sinter- of pelletiseerinstallaties voor metaalerts waar brandstoffen niet als reduceermiddel worden gebruikt of niet afkomstig zijn van metallurgische reacties, moeten worden gemonitord en gerapporteerd in overeenstemming met hoofdstuk I van deze bijlage.

4.2.1.3. Procesemissies :

Tijdens het roosten op de sinterband wordt er CO₂ geëmitteerd uit de ingezette materialen, te weten het ruwe mengsel (gewoonlijk calciumcarbonaat), en uit hergebruikte residu's van processen.

Voor elk type ingezet materiaal dat wordt gebruikt, moet de hoeveelheid CO₂ als volgt worden berekend :

$$\text{CO}_2\text{-emissie} = \sum (\text{activiteitsgegevensingezetmaterialen} \times \text{emissiefactor} \times \text{conversiefactor})$$

a) Activiteitsgegevens

Niveau 1

De hoeveelheden [t] carbonaat die worden gebruikt als ingezet materiaal [tCaCO₃, tMgCO₃ of tCaCO₃-MgCO₃] en residu's van processen die als uitgangsmateriaal in het proces worden hergebruikt, zoals gewogen door de exploitant, met een maximale toelaatbare meetonzekerheid van minder dan ± 5 %.

Niveau 2

De hoeveelheden [t] carbonaat die worden gebruikt als ingezet materiaal [tCaCO₃, tMgCO₃ of tCaCO₃-MgCO₃] en residu's van processen die als uitgangsmateriaal in het proces worden hergebruikt, zoals gewogen door de exploitant, met een maximale toelaatbare meetonzekerheid van minder dan ± 2,5 %.

b) Emissiefactor

Niveau 1

Voor carbonaten worden de stoichiometrische verhoudingen van de volgende tabel 1 toegepast :

Tabel 1 : Stoichiometrische emissiefactoren

Emissiefactor	
CaCO ₃	0,440 tCO ₂ /tCaCO ₃
MgCO ₃	0,522 tCO ₂ /tMgCO ₃
FeCO ₃	0,380 tCO ₂ /tFeCO ₃

Deze waarden moeten worden bijgesteld op grond van het vochtgehalte en het gehalte aan ganggesteente in de toegepaste carbonaten.

Voor residu's van processen moeten de specifieke factoren worden bepaald volgens de bepalingen van punt 6 van hoofdstuk I van deze bijlage.

c) Conversiefactor

Niveau 1

Conversiefactor : 1

Niveau 2

Specifieke factoren worden bepaald in overeenstemming met de bepalingen van punt 6 van hoofdstuk I van deze bijlage om de hoeveelheid koolstof in de geproduceerde sinter en in gefilterd stof te bepalen. Wanneer gefilterd stof in het proces wordt hergebruikt, mag de daarin aanwezige hoeveelheid koolstof niet worden meegeteld om dubbelstelling te voorkomen.

4.2.2. Meting van CO₂-emissies

De richtsnoeren omschreven in de beide hoofdstukken van deze bijlage moeten worden toegepast.

5. Specifieke richtsnoeren voor installaties voor de vervaardiging van ruwijzer en staal inclusief continugieten

5.1. Grenzen en volledigheid

De richtsnoeren in deze bijlage behandelen emissies van installaties voor de vervaardiging van ruwijzer en staal, inclusief continugieten. Zij hebben betrekking op primaire (hoogovens, oxystaaloven) en secundaire (elektrische vlamboogovens) staalproductie.

Installaties voor de vervaardiging van ruwijzer en staal inclusief continugieten maken in het algemeen deel uit van staalfabrieken die technisch zijn gekoppeld met cokesovens en sinterinstallaties. Dit veroorzaakt bij normaal bedrijf een intensieve uitwisseling van energie en materiaal (bv. hoogovengas, cokesovengas, cokes, kalksteen). Wanneer de vergunning voor de installatie van toepassing is op de gehele staalfabriek en niet uitsluitend op de hoogoven, mogen de CO₂-emissies ook voor de staalfabriek als geheel worden bewaakt. In dit geval mag gebruik worden gemaakt van de massabalansmethode, zoals beschreven in punt 5.2.1.1 hierna.

Wanneer rookgasreiniging in de installatie wordt toegepast en de daaruit voortvloeiende emissies niet worden meegerekend als bestanddeel van de procesemissies van de installatie, moeten deze worden berekend in overeenstemming met punt 1° van dit hoofdstuk.

5.2. Bepaling van CO₂-emissies

In installaties voor de vervaardiging van ruwijzer en staal inclusief continugieten zijn de CO₂-emissies afkomstig van de volgende bronnen :

- grondstoffen (branden van kalksteen, dolomiet en ijzercarbonaaterst, b.v. FeCO₃)
- conventionele brandstoffen (aardgas, steenkool en cokes)
- reduceermiddelen (cokes, steenkool, kunststoffen, enz.)
- procesgassen (cokesovengas, hoogovengas en oxystaalovengas)
- intering van grafietelektroden
- overige brandstoffen
- rookgasreiniging.

5.2.1. Berekening van CO₂-emissies

Wanneer de installatie voor de vervaardiging van ruwijzer en staal deel uitmaakt van een geïntegreerde staalfabriek, kan de exploitant emissies berekenen :

a) voor de geïntegreerde staalfabriek als geheel, met behulp van de massabalansmethode, of

b) van de installatie voor de vervaardiging van ruwijzer en staal als afzonderlijke activiteit van de geïntegreerde staalfabriek.

5.2.1.1. Massabalansmethode

Met de massabalansmethode moet alle koolstof in ingezette materialen, opeenhopen, insluitingen in producten en afgevoerde materialen worden geanalyseerd om de CO₂-emissies van broeikasgassen vanuit de installatie te omvatten, en wel door middel van de volgende vergelijking :

CO₂-emissies [tCO₂] = (ingezette materialen - producten - afgevoerde materialen - voorraadwisselingen) x conversiefactor CO₂/C

waarin :

- Ingezette materialen [tC] : alle koolstof die over de grenzen van de installatie binnenkomt
- Producten [tC] : alle koolstof in producten en materialen, inclusief bijproducten, die over de grenzen de massabalans verlaat.
- Afgevoerde materialen [tC] : koolstof die wordt afgevoerd vanaf de grenzen van de massabalans, b.v. door lozen op de riolering, storten op de afvalstortplaats of verliezen. Tot de afgevoerde materialen behoren niet de CO₂-emissies naar de atmosfeer.
- Voorraadwisselingen [tC] : toename van de koolstofvoorraad binnen de grenzen van de installatie.

De berekening moet dan als volgt plaatsvinden :

CO₂-emissies [tCO₂] = (Σ (activiteitsgegevensingezette materialen x koolstofgehalte-ingezette materialen) - Σ (activiteitsgegevensproducten x koolstofgehalteproducten) - Σ (activiteitsgegevensafgevoerde materialen x koolstofgehalteafgevoerde materialen) - Σ (activiteitsgegevensvoorraadwijzigingen x koolstofgehaltevoorraadwijzigingen)) x 3,664

waarin :

a) Activiteitsgegevens

De exploitant moet voor alle relevante brandstoffen en materialen afzonderlijk de massastromen in en uit de installatie en bijbehorende voorraadwisselingen analyseren en rapporteren. Ingeval het koolstofgehalte van een massastroom gewoonlijk wordt gerelateerd aan de energie-inhoud (brandstoffen) is het de exploitant toegestaan om de relatie tussen koolstofgehalte en energie-inhoud [t C/TJ] voor de betrokken massastroom te bepalen en te gebruiken voor de berekening van de massabalans.

Niveau 1

De activiteitsgegevens over de verslagperiode worden bepaald met een maximale onzekerheid van ± 7,5 %.

Niveau 2

De activiteitsgegevens over de verslagperiode worden bepaald met een maximale onzekerheid van ± 5 %.

Niveau 3

De activiteitsgegevens over de verslagperiode worden bepaald met een maximale onzekerheid van ± 2,5 %.

Niveau 4

De activiteitsgegevens over de verslagperiode worden bepaald met een maximale onzekerheid van ± 1,5 %.

b) Koolstofgehalte

Niveau 1

Het koolstofgehalte van de input- en outputstromen wordt afgeleid uit de standaardemissiefactoren voor brandstoffen of materialen die in punt 4 van hoofdstuk I van deze bijlage of in de punten 3 tot 9 van dit hoofdstuk worden vermeld. Het koolstofgehalte wordt als volgt afgeleid :

$$\text{Koolstofgehalte } C [t / t \text{ of } TJ] = \frac{\text{Emissiefactoren } [t \text{ CO}_2 / t \text{ of } TJ]}{3,664 [t \text{ CO}_2 / tC]}$$

Niveau 2

De exploitant past voor de brandstof of het materiaal in kwestie het specifieke koolstofgehalte toe dat is aangegeven in de laatste nationale inventaris, zoals overgelegd aan het secretariaat van het Raamverdrag van de Verenigde Naties inzake klimaatverandering.

Niveau 3

Het koolstofgehalte van een input- of outputstroom wordt afgeleid volgens de bepalingen van punt 6 van hoofdstuk I van deze bijlage ten aanzien van de representatieve bemonstering van brandstoffen, producten en bijproducten en van de bepaling van het koolstofgehalte en de biomassafractie ervan.

Het koolstofgehalte van producten of halfabrikaten kan worden bepaald op basis van jaarlijkse analyses volgens de bepalingen van punt 6 van hoofdstuk I van deze bijlage, dan wel worden afgeleid uit de gemiddelde samenstellingsgegevens die in de desbetreffende internationale of nationale normen zijn gespecificeerd.

5.2.1.2. Verbrandingsemissies

Verbrandingsprocessen in installaties voor de vervaardiging van ruwijzer en staal inclusief continugieten waar brandstoffen (b.v. cokes, steenkool en aardgas) niet als reduceermiddel worden gebruikt of niet afkomstig zijn van metallurgische reacties, moeten worden bewaakt en gerapporteerd in overeenstemming met hoofdstuk I van deze bijlage.

5.2.1.3. Procesemissies

De totale CO₂-emissies van installaties voor de vervaardiging van ruwijzer en staal inclusief continugieten, moeten als volgt worden berekend :

CO₂-emissie [tCO₂] = Σ (activiteitsgegevensINGEZETTE MATERIALEN x emissiefactorINGEZETTE MATERIALEN) - Σ (activiteitsgegevensEINDMATERIALEN x emissiefactorEINDMATERIALEN)

a) Activiteitsgegevens

a1) Massastromen

Niveau 1

De massastroom van de brandstof in en uit de installatie wordt bepaald met behulp van meetinrichtingen met een maximale toelaatbare meetonzekerheid van minder dan $\pm 7,5$ %.

Niveau 2

De massastroom van de brandstof in en uit de installatie wordt bepaald met behulp van meetinrichtingen met een maximale toelaatbare meetonzekerheid van minder dan ± 5 %.

Niveau 3

De massastroom van de brandstof in en uit de installatie wordt bepaald met behulp van meetinrichtingen met een maximale toelaatbare meetonzekerheid van minder dan $\pm 2,5$ %.

Niveau 4

De massastroom van de brandstof in en uit de installatie wordt bepaald met behulp van meetinrichtingen met een maximale toelaatbare meetonzekerheid van minder dan $\pm 1,5$ %.

a2) Calorische onderwaarde (indien van toepassing)

Niveau 1

Voor elke brandstof wordt de referentiewaarde gebruikt zoals aangegeven in punt 4 van hoofdstuk I van deze bijlage.

Niveau 2

De exploitant past voor elke brandstof de specifieke calorische waarden toe die is aangegeven in de laatste nationale inventaris, zoals overgelegd aan het secretariaat van het Raamverdrag van de Verenigde Naties inzake klimaatverandering.

Niveau 3

De exploitant laat de calorische onderwaarde van elke partij brandstof van een installatie meten en dit, in overeenstemming met de bepalingen van punt 6 van hoofdstuk I van deze bijlage.

b) Emissiefactor

De emissiefactor voor de activiteitsgegevensEINDMATERIALEN heeft betrekking op de hoeveelheid koolstof die niet in de vorm van CO₂ in het eindmateriaal aanwezig is, en wordt uitgedrukt als tCO₂/t eindmaterialen om de vergelijkbaarheid te vergroten.

Niveau 1

Toepassing van de referentiewaarden van de emissiefactoren voor ingezet materiaal en eindmateriaal van het proces vermeld in de onderstaande tabellen 1 en 2 alsook de emissiefactoren goedgekeurd door het Waalse Gewest.

Tabel 1 : Referentiewaarden voor de emissiefactoren

Emissiefactor		Bron van de emissiefactor
CaCO ₃	0,44 t CO ₂ /t CaCO ₃	Stoichiometrische verhouding
CaCO ₃ -MgCO ₃	0,477 t CO ₂ /t CaCO ₃ -MgCO ₃	Stoichiometrische verhouding
FeCO ₃	0,380 t CO ₂ /t FeCO ₃	Stoichiometrische verhouding
Sponsijzer (Direct Reduced Iron, DRI)	0,07 t CO ₂ /t	IPCC-richtsn. 2006
Koolstofelektroden voor vlamboogovens	3,00 t t CO ₂ /t elektroden	IPCC-RICHTSN. 2006
Charge-koolstof voor vlamboogovens	3,04 t CO ₂ /t	IPCC-RICHTSN. 2006
Warm gebriketteerd ijzer	0,07 t CO ₂ /t	IPCC-RICHTSN. 2006
Gas van oxystaalovens	1,28 t CO ₂ /t	IPCC-RICHTSN. 2006
Petroleumcokes	3,19 t CO ₂ /t	IPCC-RICHTSN. 2006
Aangekocht ruwijzer	0,15 t CO ₂ /t	IPCC-RICHTSN. 2006
Schrootijzer	0,15 t CO ₂ /t	IPCC-RICHTSN. 2006
Staal	0,04 t CO ₂ /t	IPCC-RICHTSN. 2006

Niveau 2

De exploitant past voor elke brandstof de emissiefactor toe die door de lidstaat is aangegeven in de laatste nationale inventaris, zoals overgelegd aan het secretariaat van het Raamverdrag van de Verenigde Naties inzake klimaatverandering.

Niveau 3

Specifieke emissiefactoren (tCO₂/tINGEZETTEMATERIALEN of tEINDMATERIALEN) voor ingezetmaterialen en eindmaterialen, ontwikkeld in overeenstemming met de bepalingen van punt 6 van hoofdstuk I. van deze bijlage.

5.2.2. Meting van CO₂-emissies :

De richtsnoeren omschreven in de beide hoofdstukken van deze bijlage moeten worden toegepast.

6. Specifieke richtsnoeren voor installaties voor de bereiding van cementklinker

6.1. Grenzen en volledigheid

Er zijn geen specifieke aspecten betreffende grenzen van toepassing.

6.2. Bepaling van CO₂-emissies

De CO₂-emissies uit installaties voor de bereiding van cementklinker zijn afkomstig van de volgende bronnen :

- het branden van kalksteen in de grondstoffen
- conventionele fossiele brandstoffen voor ovens

- alternatieve brandstoffen en grondstoffen voor ovens op fossiele basis
- biobrandstoffen voor ovens (biomassa-afval)
- niet voor ovens gebruikte brandstoffen
- organische-koolstofgehalte van kalksteen en leisteen
- rookgasreiniging.

6.2.1. Berekening van CO₂-emissies

6.2.1.1. Verbrandingsemissies

Verbrandingsprocessen in installaties voor de bereiding van cementklinker waarbij verschillende soorten brandstoffen zijn betrokken (b.v. steenkool, petroleumcokes, stookolie, aardgas en een scala van afvalbrandstoffen), moeten worden gemonitord en gerapporteerd in overeenstemming met de bepalingen van hoofdstuk I van deze bijlage.

6.2.1.2. Procesemissies :

Procesemissies van CO₂ worden veroorzaakt door het branden van carbonaten in de grondstoffen die gebruikt worden bij de productie van klinkers (6.2.1.2.1), door het gedeeltelijk of geheel branden van cementovenstof of bypass-stof dat vrijkomt bij het proces (6.2.1.2.2) en in sommige gevallen door niet-carbonaatkoolstof die aanwezig is in de grondstoffen (punt 6.2.1.2.3).

6.2.1.2.1. CO₂-emissies afkomstig van de bereiding van cementklinker

Emissies moeten worden berekend op basis van het carbonaatgehalte in de ingezette materialen (rekenmethode A) of van de geproduceerde hoeveelheid klinker (rekenmethode B). Beide methoden worden als gelijkwaardig beschouwd en kunnen door de exploitant in combinatie worden gebruikt om met de resultaten van de ene methode de resultaten van de andere te valideren.

Rekenmethode A : Op basis van de in de oven ingezette materialen

De berekening moet plaatsvinden op basis van het carbonaatgehalte in de ingezette materialen (met inbegrip van vlieg-as of hoogovenslakken). Daarbij worden cementovenstof (CKD) en bypass-stof afgetrokken van het verbruik van grondstoffen en worden de daarmee samenhangende emissies berekend volgens punt 6.2.1.2.2. Ingeval CKD en bypass-stof het ovenstelsel verlaten. Niet-carbonaatkoolstof is in deze methode al meegenomen, waardoor punt 6.2.1.2.3 niet van toepassing is. De CO₂ moet met behulp van de volgende formule worden berekend :

$$CO_{2\text{clinker}}\text{-emissie} = S \{ \text{activiteitsgegevens} \times \text{emissiefactor} \times \text{conversiefactor} \}$$

waarin :

a) Activiteitsgegevens

Tenzij de grondstof als zodanig is gekarakteriseerd, gelden deze voorschriften afzonderlijk voor elk relevant koolstofhoudend materiaal (behalve brandstoffen) dat in de oven wordt ingezet, b.v. kalksteen of leisteen, waarbij dubbel telling of omissie van in het proces teruggevoerd materiaal of bypassmateriaal moet worden vermeden. De hoeveelheid grondstof kan worden bepaald door middel van een locatiespecifieke empirische verhouding tussen grondstof en klinker, die minstens eenmaal per jaar moet worden geactualiseerd met inachtneming van richtsnoeren voor de beste industriële praktijk.

Niveau 1

De nettohoeveelheid relevant ingezet materiaal [t] die tijdens de verslagperiode is verbruikt, wordt bepaald met een maximale meetonzekerheid van minder dan $\pm 7,5$ %.

Niveau 2

De nettohoeveelheid relevant ingezet materiaal dat tijdens de verslagperiode is verbruikt, wordt bepaald met een maximale meetonzekerheid van minder dan $\pm 5,0$ %.

Niveau 3

De nettohoeveelheid relevant ingezet materiaal dat tijdens de verslagperiode is verbruikt, wordt bepaald met een maximale meetonzekerheid van minder dan $\pm 2,5$ %.

b) Emissiefactor

De emissiefactoren worden berekend en gerapporteerd in massa-eenheden vrijkomend CO₂ per ton van elk relevant ingezet materiaal. Voor de omrekening van de samenstellingsgegevens in emissiefactoren worden de in onderstaande tabel 1 vermelde stoichiometrische verhoudingen gebruikt.

Niveau 1

De bepaling van de hoeveelheid relevante carbonaten, met inbegrip van CaCO₃ en MgCO₃, in elk relevant ingezet materiaal geschiedt overeenkomstig punt 6 van hoofdstuk I van deze bijlage. Dit kan gebeuren door middel van thermo-gravimetrische methoden.

Tabel 1 : Stoichiometrische emissiefactoren

Stof	Emissiefactor
CaCO ₃	0,440 [tCO ₂ /tCaCO ₃]
MgCO ₃	0,522 [tCO ₂ /tMgCO ₃]
FeCO ₃	0,380 [tCO ₂ /tFeCO ₃]
C	3,664 [tCO ₂ /tC]

c) Conversiefactor :

Niveau 1

Conversiefactor : 1

Niveau 2

Carbonaten en andere koolstof die de oven verlaten in de klinker worden in aanmerking genomen d.m.v. een conversiefactor met een waarde tussen 0 en 1. De exploitant mag uitgaan van volledige conversie voor één of meerdere ingezette materialen en de ongeconverteerde carbonaten of andere koolstof toekennen aan de resterende ingezette materialen. De aanvullende bepaling van relevante chemische parameters van de producten geschiedt overeenkomstig punt 6 van hoofdstuk I van deze bijlage.

Rekenmethode B : geproduceerde klinker

Deze rekenmethode berust op de hoeveelheid geproduceerde klinker. De CO₂ moet met behulp van de volgende formule worden berekend :

$$CO_{2\text{clinker}}\text{-emissie} = \text{activiteitsgegevens} \times \text{emissiefactor} \times \text{conversiefactor}$$

Er moet rekening worden gehouden met de CO₂ die vrijkomt bij het branden van cementovenstof en bypass-stof voor installaties waar dit stof het ovenstelsel verlaat (zie punt 6.2.1.2.2.), samen met mogelijke emissies van niet-carbonaatkoolstof in de grondstof (zie punt 6.1.2.3). Emissies van de klinkerproductie en van cementovenstof en bypass-stof en niet-carbonaatkoolstof in de ingezette materialen worden afzonderlijk berekend en opgeteld om te komen tot de totale emissie :

CO₂-emissiestotaal proces [t] = CO₂-emissiesklinker [t] + CO₂-emissiesstof [t] + CO₂-emissiesniet-carbonaatkoolstof

Emissies met betrekking tot de geproduceerde klinker

a) Activiteitsgegevens :

De klinkerproductie [t] in de verslagperiode wordt ofwel bepaald :

- door directe weging van de klinker, ofwel

- op basis van cementleveringen volgens de volgende formule (in de materiaalbalans wordt rekening gehouden met aan- en afvoer van klinker alsmede met wijzigingen in de klinkervoorraad) :

geproduceerde klinker [t] = ((cementleveringen [t] — wijzigingen in de cementvoorraad [t])* verhouding klinker/cement [t klinker/t cement]) — (aanvoer van klinker [t]) + (afvoer van klinker [t]) — (wijzigingen in de klinkervoorraad [t])

De verhouding tussen cement en klinker wordt ofwel voor elk van de verschillende cementproducten afgeleid op grond van het bepaalde in punt 6 van hoofdstuk I van deze bijlage, ofwel berekend op basis van het verschil tussen cementleveringen en voorraadwijzigingen en alle materialen die zijn gebruikt als toegevoegde materialen bij de cement, met inbegrip van bypass-stof en cementovenstof.

Niveau 1

De hoeveelheid geproduceerde klinker [t] in de verslagperiode wordt afgeleid met een maximale onzekerheid van minder dan ± 5,0 %.

Niveau 2

De hoeveelheid geproduceerde klinker [t] in de verslagperiode wordt afgeleid met een maximale onzekerheid van minder dan ± 2,5 %.

b) Emissiefactor :

Niveau 1

Emissiefactor : 0,525 tCO₂/t klinker

Niveau 2

De exploitant past de specifieke emissiefactor toe die is aangegeven in de laatste nationale inventaris, zoals overgelegd aan het secretariaat van het Raamverdrag van de Verenigde Naties inzake klimaatverandering.

Niveau 3

De bepaling van de hoeveelheid CaO en MgO in het product geschiedt volgens de bepalingen van punt 6 van hoofdstuk I van deze bijlage.

Voor de omrekening van de samenstellingsgegevens in emissiefactoren worden de in tabel 2 vermelde stoichiometrische verhoudingen gebruikt, waarbij ervan wordt uitgegaan dat alle CaO en MgO is afgeleid uit de respectieve carbonaten.

Tabel 2 : Stoichiometrische emissiefactoren voor CaO en MgO (nettoproductie)

Oxiden	Emissiefactor
CaO	0,785 [tCO ₂ /CaO]
MgO	1,092 [tCO ₂ /MgO]

c) Conversiefactor :

Niveau 1

Conversiefactor : 1

Niveau 2

De hoeveelheid (niet-carbonaat-) CaO en MgO in de grondstoffen wordt weergegeven d.m.v. conversiefactoren met een waarde tussen 0 en 1, waarbij waarde 1 staat voor volledige conversie van de carbonaten in de grondstof in oxiden. De aanvullende bepaling van relevante chemische parameters van de grondstoffen geschiedt overeenkomstig punt 6 van hoofdstuk I van deze bijlage. Dit kan gebeuren door middel van thermo-gravimetrische methoden.

6.2.1.2.2. Emissies met betrekking tot verwijderd stof

CO₂ van bypass-stof of cementovenstof (CKD) dat het ovenstelsel verlaat, moet worden berekend op basis van de hoeveelheid stof die het ovenstelsel verlaat en de emissiefactor voor klinker, bijgesteld voor het gedeeltelijk branden van CKD. De emissies moeten als volgt worden berekend :

CO₂-emissiesstof = activiteitsgegevens x emissiefactor

waarin :

a) Activiteitsgegevens :

Niveau 1

De hoeveelheid cementovenstof (CKD) of bypass-stof (in voorkomend geval) die het ovenstelsel in een verslagperiode verlaat, wordt geschat overeenkomstig de richtsnoeren voor de beste industriële praktijk.

Niveau 2

De hoeveelheid cementovenstof (CKD) of bypass-stof (in voorkomend geval) die het ovenstelsel in een verslagperiode verlaat, wordt afgeleid met een maximale onzekerheid van minder dan ± 7,5 %

b) Emissiefactor :

Niveau 1

Gebruik van de referentiewaarde van 0,525 tCO₂ per ton klinker, ook voor cementovenstof (CKD) of bypass-stof dat het ovenstelsel verlaat.

Niveau 2

De emissiefactor [tCO₂/t] voor cementovenstof of bypass-stof dat het ovenstelsel verlaat, wordt berekend op basis van de mate waarin het stof is gebrand en de samenstelling ervan. De mate waarin het stof is gebrand en de samenstelling ervan moeten minstens eenmaal per jaar bepaald worden overeenkomstig punt 6 van hoofdstuk I van deze bijlage.

De verhouding tussen de mate waarin het cementovenstof is gebrand en de CO₂-emissies per ton cementovenstof is niet lineair. Ter benadering wordt de volgende formule gebruikt :

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

waarin :

EF_{CKD} = emissiefactor van gedeeltelijk gebrand cementovenstof [tCO₂/t (CKD)]

EF_{cli} = voor de installatie specifieke emissiefactor van klinker ([CO₂/t klinker]

d = mate waarin het cementovenstof is gebrand (uitgestoten CO₂ als totaal carbonaat in het ruwe mengsel)

6.2.1.2.3. Emissies van niet-carbonaatkoolstof in de grondstof

Emissies van niet-carbonaatkoolstof in kalksteen, leisteen of alternatieve grondstoffen (b.v. vliegashoudend) die gebruikt zijn in de grondstof voor de oven, moeten worden bepaald met behulp van de volgende formule :

CO₂-emissies niet-carbonaat grondstof = activiteitsgegevens * emissiefactor * conversiefactor

waarin

a) Activiteitsgegevens

Niveau 1

De hoeveelheid relevante grondstof die verbruikt is in de verslagperiode wordt afgeleid met een maximale onzekerheid van minder dan ± 15 %.

Niveau 2

De hoeveelheid relevante grondstof die verbruikt is in de verslagperiode wordt afgeleid met een maximale onzekerheid van minder dan ± 7,5 %.

b) Emissiefactor

Niveau 1

Het gehalte niet-carbonaatkoolstof in de relevante grondstof wordt geschat op grond van richtsnoeren voor de beste industriële praktijk.

Niveau 2

Het gehalte niet-carbonaatkoolstof in de relevante grondstof wordt minstens eenmaal per jaar bepaald overeenkomstig punt 6 van hoofdstuk I van deze bijlage.

c) Conversiefactor

Niveau 1

Conversiefactor : 1,0.

Niveau 2

De conversiefactor wordt berekend op grond van de beste industriële praktijk.

6.2.2. Meting van CO₂-emissies :

De richtsnoeren voor metingen van hoofdstuk I van deze bijlage moeten worden toegepast.

7. 7. Specifieke richtsnoeren voor installaties voor de bereiding van kalk

7.1. Grenzen en volledigheid

Er zijn geen specifieke aspecten betreffende grenzen van toepassing.

7.2. Bepaling van CO₂-emissies

In installaties voor de bereiding van kalk zijn de CO₂-emissies afkomstig van de volgende bronnen :

- het branden van kalksteen en dolomiet in de grondstoffen
- conventionele fossiele brandstoffen voor ovens
- alternatieve brandstoffen en grondstoffen voor ovens op fossiele basis
- biobrandstoffen voor ovens (biomassa-afval)
- overige brandstoffen.

7.2.1. Berekening van CO₂-emissies

7.2.1.1. Verbrandingsemissies

Verbrandingsprocessen in installaties voor de bereiding van kalk waarbij verschillende soorten brandstoffen zijn betrokken (b.v. steenkool, petroleumcokes, stookolie, aardgas en een scala van afvalbrandstoffen), moeten worden gemonitord en gerapporteerd in overeenstemming met de bepalingen van hoofdstuk I van deze bijlage.

7.2.1.2. Procesemissies

Relevante emissies ontstaan tijdens het branden en door de oxidatie van organische koolstof in de grondstoffen. Tijdens het branden in de oven komt CO₂ uit de carbonaten in de grondstoffen vrij. De hoeveelheid CO₂ die bij het branden wordt uitgestoten, is rechtstreeks gekoppeld met de kalkbereiding. Op installatieniveau kan dit bij het branden vrijgekomen CO₂ op twee manieren worden berekend : op basis van de hoeveelheid carbonaten in de grondstof (voornamelijk kalksteen en dolomiet) die in het proces wordt omgezet (rekenmethode A), of op basis van de hoeveelheid alkalioxiden in de geproduceerde kalk (rekenmethode B). Beide werkwijzen worden als gelijkwaardig beschouwd en kunnen door de exploitant in combinatie worden gebruikt om met de resultaten van de ene methode de resultaten van de andere te valideren.

Rekenmethode A : carbonaten

De emissies worden berekend op basis van de hoeveelheid gebruikt carbonaat. Voor de berekening moet de volgende formule worden toegepast :

CO₂-[tCO₂] emissie = Σ {activiteitsgegevensingezetmaterialen x emissiefactor x conversiefactor}

waarin :

a) Activiteitsgegevens

Deze voorschriften gelden afzonderlijk voor elk van de relevante ingezette materialen (behalve brandstoffen) dat in de oven wordt ingezet b.v. krijt of kalksteen, waarbij dubbel telling of omissie van in het proces teruggevoerd materiaal of bypassmateriaal moet worden vermeden.

Niveau 1

De hoeveelheid relevant ingezet materiaal [t] die is verbruikt tijdens de verslagperiode, wordt door de exploitant bepaald met een maximale onzekerheid van minder dan ± 7,5 %

Niveau 2

De hoeveelheid relevant ingezet materiaal [t] die is verbruikt tijdens de verslagperiode, wordt door de exploitant bepaald met een maximale onzekerheid van minder dan $\pm 5,0\%$

Niveau 3

De hoeveelheid relevant ingezet materiaal [t] die is verbruikt tijdens de verslagperiode, wordt door de exploitant bepaald met een maximale onzekerheid van minder dan $\pm 2,5\%$

b) Emissiefactor

Niveau 1

De emissiefactoren worden berekend en gerapporteerd in massa-eenheden vrijkomend CO₂ per ton van elk relevant ingezet materiaal, uitgaand van volledige conversie. Voor de omrekening van de samenstellingsgegevens in emissiefactoren worden de in onderstaande tabel 1 vermelde stoichiometrische verhoudingen gebruikt.

De bepaling van de hoeveelheid CaCO₃, MgCO₃ en organische koolstof (waar relevant) in de diverse ingezette materialen geschiedt overeenkomstig punt 6 van hoofdstuk I van deze bijlage.

Tabel 1 : Stoichiometrische emissiefactoren

Carbonaat	Emissiefactor [t tCO ₂ /tCa-, Mg- of ander carbonaat]
CaCO ₃	0,440
MgCO ₃	0,522

c) Conversiefactor

Niveau 1

Conversiefactor : 1

Niveau 2

Carbonaten die de oven verlaten in de kalk worden in aanmerking genomen d.m.v. een conversiefactor met een waarde tussen 0 en 1. De exploitant mag uitgaan van volledige conversie voor één of meerdere ingezette materialen en de ongeconverteerde carbonaten toekennen aan de resterende ingezette materialen. De aanvullende bepaling van relevante chemische parameters van de producten gebeurt overeenkomstig hoofdstuk I van deze bijlage.

Rekenmethode B : aardalkalioxiden

De hoeveelheid CO₂ moet worden berekend op basis van de hoeveelheden van CaO, MgO en andere alkali- of aardalkalioxiden in de bereide kalk. Reeds gebrand Ca en Mg dat de oven in gaat, bijvoorbeeld in de vorm van vlieg-as of alternatieve brandstoffen, en grondstoffen met een relevant CaO- of MgO-gehalte, moeten in aanmerking worden genomen.

Voor de berekening moet de volgende formule worden toegepast :

$$\text{CO}_2[\text{tCO}_2]\text{-emissie} = \Sigma \{ \text{activiteitsgegevensEINDMATERIALEN} \times \text{emissiefactor} \times \text{conversiefactor} \}$$

waarin :

a) Activiteitsgegevens

Niveau 1

De hoeveelheid kalk [t] die is geproduceerd tijdens de verslagperiode, wordt door de exploitant bepaald met een maximale onzekerheid van minder dan $\pm 5,0\%$.

Niveau 2

De hoeveelheid kalk [t] die is geproduceerd tijdens de verslagperiode, wordt door de exploitant bepaald met een maximale onzekerheid van minder dan $\pm 2,5\%$.

b) Emissiefactor

Niveau 1

De bepaling van de hoeveelheid CaO en MgO in het product geschiedt volgens de bepalingen van punt 6 van hoofdstuk I van deze bijlage.

Voor de omrekening van de samenstellingsgegevens in emissiefactoren worden de in tabel 2 vermelde stoichiometrische verhoudingen gebruikt, waarbij ervan wordt uitgegaan dat alle CaO en MgO is afgeleid uit de respectieve carbonaten.

Tabel 2 : Stoichiometrische emissiefactoren

Carbonaat	Emissiefactor [t tCO ₂ /tCa-, Mg- of ander oxide]
CaO	0,785
MgO	1,092

c) Conversiefactor

Niveau 1

Conversiefactor : 1

Niveau 2

De hoeveelheid CaO en MgO die zich reeds in de grondstoffen bevindt, wordt weergegeven d.m.v. conversiefactoren met een waarde tussen 0 en 1, waarbij waarde 1 staat voor volledige conversie van de carbonaten in de grondstof in oxiden. De aanvullende bepaling van relevante chemische parameters van de grondstoffen geschiedt overeenkomstig punt 6 van hoofdstuk I van deze bijlage.

7.2.2. Meting van CO₂-emissies :

De richtsnoeren voor metingen van hoofdstuk I van deze bijlage moeten worden toegepast.

8. Specifieke richtsnoeren voor installaties voor de vervaardiging van glas

8.1. Grenzen en volledigheid

Wanneer rookgasreiniging in de installatie wordt toegepast en de daaruit voortvloeiende emissies niet worden meegerekend als bestanddeel van de procesemissies van de installatie, moeten deze worden berekend in overeenstemming met hoofdstuk I van deze bijlage.

Deze bijlage is eveneens van toepassing voor installaties voor de productie van waterglas en steenwol.

8.2. Bepaling van CO₂-emissies

In installaties voor de vervaardiging van glas zijn de CO₂-emissies afkomstig van de volgende bronnen :

- het smelten van alkali- of aardalkalicarbonaten in de grondstof
- conventionele fossiele brandstoffen voor ovens
- alternatieve brandstoffen en grondstoffen voor ovens op fossiele basis
- biobrandstoffen voor ovens (biomassa-afval)
- overige brandstoffen
- koolstofhoudende toeslagmaterialen, met inbegrip van cokes en kolengruis
- rookgasreiniging

8.2.1. Berekening van CO₂-emissies

8.2.1.1. Verbrandingsemisies

Verbrandingsprocessen in installaties voor de vervaardiging van glas moeten worden bewaakt en gerapporteerd in overeenstemming met hoofdstuk I van deze bijlage.

8.2.1.2. Procesemissies :

Tijdens het smelten in de oven komt CO₂ vrij uit carbonaten in de grondstoffen en ook bij het neutraliseren van HF, HCl en SO₂ in de rookgassen met behulp van kalksteen of andere carbonaten. Emissies afkomstig van de ontbinding van carbonaten tijdens het smeltproces en van de rookgasreiniging moeten beide worden gezien als bestanddeel van de emissies vanuit de installatie. Deze moeten bij de totale emissie worden opgeteld, maar indien mogelijk wel afzonderlijk worden gerapporteerd.

De hoeveelheid CO₂ die bij het smelten in de oven uit carbonaten in de grondstoffen vrijkomt, is rechtstreeks gekoppeld met de glasproductie en moet worden berekend op basis van de in het proces omgezette hoeveelheid carbonaten — voornamelijk soda, kalk/kalksteen, dolomiet en andere alkali- of aardalkalicarbonaten, aangevuld met carbonaatvrij kringloopglas (scherven).

De emissies worden berekend op basis van de hoeveelheid gebruikt carbonaat. Voor de berekening moet de volgende formule worden toegepast :

$$\text{CO}_2 \text{ [tCO}_2\text{] emissies} = \sum \{\text{activiteitsgegevens} \times \text{emissiefactor}\} + \sum \{\text{toeslagmateriaal} \times \text{emissiefactor}\}$$

waarin :

a) Activiteitsgegevens

De activiteitsgegevens zijn de hoeveelheid [t]CaCO₃, MgCO₃, Na₂CO₃, BaCO₃ of andere alkali- of aardalkalicarbonaten in grondstoffen (soda, kalk/kalksteen, dolomiet) die in de verslagperiode wordt verwerkt, alsmede de hoeveelheid koolstofhoudende toeslagmaterialen.

Niveau 1

De totale massa [t] van de carbonaatgrondstoffen of koolstofhoudende toegevoegde materialen die zijn verbruikt tijdens de verslagperiode wordt door de exploitant per type grondstof bepaald met een maximale onzekerheid van ± 2,5 %.

Niveau 2

De totale massa [t] van de carbonaatgrondstoffen of koolstofhoudende toegevoegde materialen die zijn verbruikt tijdens de verslagperiode wordt door de exploitant per type grondstof bepaald met een maximale onzekerheid van ± 1,5 %.

b) Emissiefactor

Carbonaten :

De emissiefactoren worden berekend en gerapporteerd in massa-eenheden vrijkomend CO₂ per ton van elke carbonaatgrondstof. Voor de omrekening van de samenstellingsgegevens in emissiefactoren worden de in onderstaande tabel 1 vermelde stoichiometrische verhoudingen gebruikt.

Niveau 1

De zuiverheid van relevante ingezette materialen wordt bepaald overeenkomstig de beste industriële praktijk. De verkregen waarden moeten worden bijgesteld op grond van het vochtgehalte en het gehalte aan ganggesteente in de toegepaste carbonaten.

Niveau 2

De bepaling van de hoeveelheid relevante carbonaten in elk relevant ingezet materiaal geschiedt overeenkomstig de bepalingen van punt 6 van hoofdstuk I van deze bijlage.

Tabel 1 : Stoichiometrische emissiefactoren

Carbonaat	Emissiefactor [tCO ₂ /tCa-, Mg- Na-, Ba of andere carbonaat]	Opmerkingen
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	
Algemeen: X _Y (CO ₃) _Z	Emissiefactor = [MCO ₂] {Yx [M _x] + Zx [MCO ₃ ²⁻]}	X = alkali of aardalkalimetaal M _x = molecuulmassa van X [in g/mol] M _{CO₂} = molecuulmassa van CO ₂ = 44 [g/mol] MCO ₃ ²⁻ = molecuulmassa van CO ₃ ²⁻ = 60 [g/mol] Y = stoichiometrische coëfficiënt van X = 1 (voor aardalkalimetalen) = 2 (voor alkalimetalen) Z = stoichiometrische coëfficiënt van CO ₃ ²⁻ = 1

8.2.2. Meting van CO₂-emissies :

De richtsnoeren voor metingen van hoofdstuk I van deze bijlage moeten worden toegepast.

9. Specifieke richtsnoeren voor installaties voor de vervaardiging van keramische producten

9.1. Grenzen en volledigheid

Er zijn geen specifieke aspecten betreffende grenzen van toepassing.

9.2. Bepaling van CO₂-emissies

In installaties voor de vervaardiging van keramische producten zijn de CO₂-emissies afkomstig van de volgende emissiebronnen en bronstromen :

- conventionele fossiele brandstoffen voor ovens
- alternatieve brandstoffen voor ovens op fossiele basis
- biobrandstoffen voor ovens
- het branden van kalksteen/dolomiet en andere carbonaten in de grondstof
- kalksteen en andere carbonaten voor het reduceren van luchtverontreinigende stoffen en andere rookgasreiniging
- fossiele of uit biomassa verkregen toegevoegde materialen ter bevordering van poreusheid, b.v. polystyrol, reststoffen van papierproductie of zaagsel
- fossiel organisch materiaal in de klei en andere grondstoffen.

9.2.1. Berekening van CO₂-emissies

9.2.1.1. Verbrandingsemissies

Verbrandingsprocessen in installaties voor de vervaardiging van keramische producten moeten worden bewaakt en gerapporteerd in overeenstemming met hoofdstuk I van deze bijlage.

9.2.1.2. Procesemissies :

CO₂ komt vrij tijdens het branden van de grondstoffen in de oven en bij de oxidatie van organisch materiaal in de klei en de toegevoegde materialen, alsook bij het neutraliseren van HF, HCl en SO₂ in de rookgassen met behulp van kalksteen of andere carbonaten. Emissies afkomstig van de ontbinding van carbonaten en de oxidatie van organisch materiaal in de oven en van rookgasreiniging maken allemaal deel uit van de emissies van de installatie.

Deze moeten bij de totale emissie worden opgeteld, maar indien mogelijk wel afzonderlijk worden gerapporteerd. De berekening moet als volgt worden uitgevoerd :

CO₂-emissiestotaal [t] = CO₂-emissies ingezet materiaal [t] + CO₂-emissiesreiniging [t]

9.2.1.2.1. CO₂ emissies afkomstig van grondstoffen

De hoeveelheid CO₂ afkomstig van carbonaten en van koolstof in andere uitgangsmaterialen moet worden berekend op basis van de in het proces omgezette hoeveelheid carbonaten in de grondstof (voornamelijk kalksteen, dolomiet) (rekenmethode A), of op basis van de hoeveelheid alkalioxiden in de vervaardigde keramische producten (rekenmethode B). Beide werkwijzen worden als gelijkwaardig beschouwd voor keramische producten op basis van gezuiverde of synthetische klei. Rekenmethode A moet worden toegepast voor keramische producten op basis van onbewerkte klei, alsook bij gebruik van klei of toegevoegd materiaal met een aanzienlijk organisch gehalte.

Rekenmethode A : Koolstofinput

De berekening is gebaseerd op de koolstofinput (organisch en anorganisch) via elk van de relevante grondstoffen (verschillende types klei, kleimengsels of toegevoegde materialen). Kwarts/kwartsglas, veldspaat, kaolien en mineraaltalk zijn gewoonlijk geen noemenswaardige koolstofbronnen.

De activiteitsgegevens, de emissiefactor en de conversiefactor moeten betrekking hebben op dezelfde toestand van het materiaal, bij voorkeur de droge toestand.

Voor de berekening moet de volgende formule worden toegepast :

$$\text{CO}_2\text{-emissies [tCO}_2\text{]} = \sum \{ \text{activiteitsgegevens} * \text{emissiefactor} * \text{conversiefactor} \}$$

a) Activiteitsgegevens

Deze voorschriften gelden afzonderlijk voor elk van de relevante koolstofhoudende grondstoffen (behalve brandstoffen), b.v. klei of toegevoegd materiaal, waarbij dubbeltelling of omissie van in het proces teruggevoerd materiaal of bypassmateriaal moet worden vermeden

Niveau 1

De hoeveelheid van elke relevante grondstof of toegevoegd materiaal [t] die is verbruikt tijdens de verslagperiode (met uitzondering van verliezen), wordt bepaald met een maximale onzekerheid van minder dan $\pm 7,5$ %.

Niveau 2

De hoeveelheid van elke relevante grondstof of toegevoegd materiaal [t] die is verbruikt tijdens de verslagperiode (met uitzondering van verliezen), wordt bepaald met een maximale onzekerheid van minder dan $\pm 5,0$ %.

Niveau 3

De hoeveelheid van elke relevante grondstof of toegevoegd materiaal [t] die is verbruikt tijdens de verslagperiode (met uitzondering van verliezen), wordt bepaald met een maximale onzekerheid van minder dan $\pm 2,5$ %.

b) Emissiefactor

Een geaggregeerde emissiefactor die organische en organische koolstof omvat ("totale koolstof") mag toegepast worden voor elke bronstroom (d.w.z. een relevant grondstoffenmengsel of toegevoegd materiaal). Er kunnen ook twee verschillende emissiefactoren worden toegepast voor "totale anorganische koolstof" en "totale organische koolstof" voor elke bronstroom. In voorkomend geval worden stoichiometrische verhoudingen toegepast voor de omrekening van de samenstellingsgegevens voor afzonderlijke carbonaten zoals weergegeven in tabel 1 hieronder. De bepaling van de biomassafractie van toegevoegde materialen die niet als zuivere biomassa worden aangemerkt, geschiedt volgens het bepaalde in punt 6.4 van hoofdstuk I van deze bijlage.

Tabel 1 : Stoichiometrische emissiefactoren

Carbonaat	Emissiefactor [tCO ₂ /tCa-, Mg- Na-, Ba of andere carbonaat]	Opmerkingen
CaCO ₃	0,440	
MgCO ₃	0,522	
BaCO ₃	0,223	
Algemeen: X _Y (CO ₃) _Z	Emissiefactor = [M _{CO2}]/{Yx [M _x] + Zx [M _{CO3} ²]}	X = alkali- of aardalkalimetaal M _x = molecuulmassa van X [in g/mol] M _{CO2} = molecuulmassa van CO ₂ = 44 [g/mol] M _{CO3} = molecuulmassa van - = 60 [g/mol] Y = stoichiometrische coëfficiënt van X = 1 (voor aardalkalimetalen) = 2 (voor alkalimetalen) Z = stoichiometrische coëfficiënt van - = 1

Niveau 1

Bij de berekening van de emissiefactor wordt een conservatieve waarde van 0,2 ton CaCO₃ (wat overeenstemt met 0,08794 ton CO₂) per ton droge klei toegepast i.p.v. analyseresultaten

Niveau 2

Voor elke bronstroom wordt een emissiefactor afgeleid, die minstens eenmaal per jaar wordt geactualiseerd. Dit geschiedt overeenkomstig de beste industriële praktijk, rekening houdend met de plaatselijke omstandigheden en het productenassortiment van de installatie.

Niveau 3

De bepaling van de samenstelling van de relevante grondstoffen gebeurt overeenkomstig hoofdstuk 13 van bijlage I.

c) Conversiefactor

Niveau 1

Conversiefactor : 1

Niveau 2

Carbonaten en koolstof die de oven verlaten, worden weergegeven d.m.v. conversiefactoren met een waarde tussen 0 en 1, waarbij waarde 1 staat voor een volledige conversie van carbonaten of andere koolstof. De aanvullende bepaling van relevante chemische parameters van de producten gebeurt overeenkomstig punt 6 van hoofdstuk I van deze bijlage.

Rekenmethode B : alkali-oxiden

De hoeveelheid CO₂ die bij het branden uit carbonaten vrijkomt, wordt berekend op basis van de hoeveelheid vervaardigde keramische producten en het gehalte aan CaO, MgO en andere alkali- of aardalkali-oxiden in de keramische producten (activiteitsgegevens EINDMATERIALEN). De emissiefactor wordt bijgesteld voor het gehalte aan reeds gebrand Ca, Mg en andere alkali- of aardalkali-oxiden die de oven ingaan (activiteitsgegevens INGEZETTE MATERIALEN), bijvoorbeeld alternatieve brandstoffen en grondstoffen met een relevant gehalte aan CaO of MgO. Voor de berekening moet de volgende formule worden toegepast :

$$\text{CO}_2\text{-emissie [tCO}_2\text{]} = \sum \{ \text{activiteitsgegevens} * \text{emissiefactor} * \text{conversiefactor} \}$$

waarin :

a) Activiteitsgegevens

De activiteitsgegevens van de producten hebben betrekking op de brutoproductie, met inbegrip van verworpen producten en scherven uit de ovens en ten gevolge van het vervoer.

Niveau 1

De vervaardigde productmassa [t] in de verslagperiode wordt bepaald met een maximale onzekerheid van minder dan ± 7,5 %

Niveau 2

De vervaardigde productmassa [t] in de verslagperiode wordt bepaald met een maximale onzekerheid van minder dan ± 5,0 %

Niveau 3

De vervaardigde productmassa [t] in de verslagperiode wordt bepaald met een maximale onzekerheid van minder dan ± 2,5 %

b) Emissiefactor

Een geaggregeerde emissiefactor moet worden berekend op basis van het gehalte aan relevante metaaloxiden, b.v. CaO, MgO en BaO, in het product met behulp van de stoichiometrische verhoudingen in tabel 2.

Tabel 2 : Stoichiometrische emissiefactoren

Carbonaat	Emissiefactor [t tCO ₂ /tCa-, Mg- of ander carbonaat]	Opmerkingen
CaO	0,785	
MgO	1,092	
BaO	0,287	
Algemeen: X _Y (O) _Z	Emissiefactor = [M _{CO₂}] / {Y x [M _x] + Z x [M _O]}	X = alkali- of aardalkalimetaal M _x = molecuulmassa van X [in g/mol] M _{CO₂} = molecuulmassa van CO ₂ = 44 [g/mol] M _O = molecuulmassa van O- = 16 [g/mol] Y = stoichiometrische coëfficiënt van X = 1 (voor aardalkalimetalen) = 2 (voor alkalimetalen) Z = stoichiometrische coëfficiënt van O = 1

Niveau 1

Bij de berekening van de emissiefactor wordt een conservatieve waarde van 0,123 ton CaO (wat overeenstemt met 0,09642 ton CO₂) per ton product toegepast i.p.v. analysesresultaten.

Niveau 2

Er wordt een emissiefactor afgeleid, die minstens eenmaal per jaar wordt geactualiseerd. Dit geschiedt overeenkomstig de beste industriële praktijk, rekening houdend met de plaatselijke omstandigheden en het productenassortiment van de installatie.

Niveau 3

De bepaling van de samenstelling van de producten geschiedt overeenkomstig punt 6 van hoofdstuk I van deze bijlage.

c) Conversiefactor

Niveau 1

Conversiefactor : 1

Niveau 2

Relevante oxiden in de grondstoffen worden weergegeven d.m.v. conversiefactoren met een waarde tussen 0 en 1, waarbij waarde 0 de situatie weergeeft waarbij de volledige hoeveelheid van het relevante oxide die zich reeds in de grondstoffen bevond. De aanvullende bepaling van relevante chemische parameters van de grondstoffen geschiedt overeenkomstig punt 6 van hoofdstuk I van deze bijlage.

9.2.1.2.2. CO₂ uit kalksteen voor het reduceren van luchtverontreinigende stoffen en andere rookgasreiniging

De hoeveelheid CO₂ die vrijkomt uit kalksteen voor het reduceren van luchtverontreinigende stoffen en andere rookgasreiniging wordt berekend op basis van de hoeveelheid ingezet CaCO₃. Dubbel telling van gebruikte kalksteen die gerecycleerd is als grondstof in dezelfde installatie moet worden vermeden. Voor de berekening wordt de volgende formule toegepast :

$$\text{CO}_2\text{-emissie [tCO}_2\text{]} = \text{activiteitsgegevens} * \text{emissiefactor}$$

waarin :

a) Activiteitsgegevens

Niveau 1

De hoeveelheid [t] tijdens de verslagperiode verbruikt droog CaCO_3 wordt door de exploitant bepaald door weging, met een maximale onzekerheid van minder dan $\pm 7,5\%$

b) Emissiefactor

Niveau 1

De stoichiometrische verhoudingen van CaCO_3 .

Carbonaten	Emissiefactor
CaCO_3	0,440 [$\text{tCO}_2/\text{CaCO}_3$]

9.2.2. Meting van CO_2 -emissies :

De richtsnoeren voor metingen van hoofdstuk I van deze bijlage moeten worden toegepast.

10. Specifieke richtsnoeren voor installaties voor de vervaardiging van pulp en papier

10.1. Grenzen en volledigheid

Indien uit de installatie CO_2 wordt overgedragen dat afkomstig is van fossiele brandstoffen, bijvoorbeeld naar een nabijgelegen installatie met precipitatie van calciumcarbonaat (PCC), worden deze afgevoerde materialen niet in de emissies van de installatie meegeteld, op voorwaarde dat de bevoegde administratie hiermee instemt.

Wanneer rookgasreiniging in de installatie wordt toegepast en de daaruit voortvloeiende emissies niet worden meegerekend als bestanddeel van de procesemissies van de installatie, moeten deze worden berekend in overeenstemming met hoofdstuk I van deze bijlage.

10.2. Bepaling van CO_2 -emissies

De processen in pulp- en papierfabrieken van waaruit CO_2 -emissies kunnen plaatsvinden, zijn onder andere :

- krachtketels, gasturbines en andere verbrandingstoestellen die stoom of elektriciteit voor de fabriek opwekken
- terugwinninginstallaties ("recovery") en andere toestellen waarin residuloos wordt verbrand
- verbrandingsovens
- met gas of andere fossiele brandstoffen gestookte drogers (zoals infrarooddrogers).
- rookgasreiniging
- met gas of fossiele brandstoffen gestookte drogers (zoals infrarooddrogers)

De behandeling van afvalwater en stortplaatsen, inclusief anaërobe afvalwaterbehandeling of slibgisting en stortplaatsen waar afvalstoffen van papierfabrieken worden gestort, zijn niet genoemd in artikel 1 van dit besluit. Dientengevolge vallen de emissies daarvan niet onder dit besluit.

10.2.1. Berekening van CO_2 -emissies

10.2.1.1. Verbrandingsemisies

Emissies van verbrandingsprocessen die plaatsvinden in pulp- en papierfabrieken, moeten worden bewaakt in overeenstemming met hoofdstuk I van deze bijlage.

10.2.1.2. Procesemissies :

Emissies worden veroorzaakt door het gebruik van carbonaten als aanvullende chemicaliën voor de vervaardiging van pulp. Hoewel verliezen van natrium en calcium uit de terugwinninginstallaties ("recovery") en uit de basische ontsluiting van vezels gewoonlijk worden aangevuld met andere chemicaliën dan carbonaten, worden er soms toch kleine hoeveelheden calciumcarbonaat (CaCO_3) en natriumcarbonaat (Na_2CO_3) toegepast, die CO_2 -emissies tot gevolg hebben. Dekoolstof in deze chemische stoffen is gewoonlijk van fossiele oorsprong, maar kan soms uit biomassa zijn gewonnen (b.v. wanneer Na_2CO_3 wordt gekocht die afkomstig is van semi-chemische procédés op basis van soda).

Er wordt van uitgegaan dat de koolstof in deze chemicaliën als CO_2 uit de kalkoven of terugwinninginstallatie ("recovery") vrijkomt. Bij de bepaling van deze emissies wordt aangenomen dat alle koolstof in de CaCO_3 en Na_2CO_3 die in de terugwinninginstallatie en bij de basische ontsluiting van vezels wordt gebruikt, in de atmosfeer wordt uitgestoten.

Aangezien er bij de basische ontsluiting van vezels verliezen optreden, moet er calcium worden aangevuld, meestal in de vorm van calciumcarbonaat.

CO_2 -emissies moeten als volgt worden berekend :

$$\text{CO}_2\text{-emissies} = \sum \{(\text{activiteitsgegevenscarbonaat} \times \text{emissiefactor})\}$$

waarin :

a) Activiteitsgegevens :

De « activiteitsgegevenscarbonaat » geven de hoeveelheden CaCO_3 en Na_2CO_3 weer die in het proces worden verbruikt.

Niveau 1

Hoeveelheden [t] van de in het proces gebruikte CaCO_3 en Na_2CO_3 , bepaald door weging door de exploitant, met een maximale toelaatbare meetonzekerheid van minder dan $\pm 2,5\%$.

Niveau 2

Hoeveelheden [t] van de in het proces gebruikte CaCO_3 en Na_2CO_3 , bepaald door weging door de exploitant, met een maximale toelaatbare meetonzekerheid van minder dan $\pm 1,5\%$.

b) Emissiefactor :

Niveau 1

De stoichiometrische verhoudingen [$\text{tCO}_2/\text{tCaCO}_3$] en [$\text{tCO}_2/\text{tNa}_2\text{CO}_3$] voor carbonaten die niet van biomassa afkomstig zijn, worden weergegeven in onderstaande tabel 1. Uit biomassa afkomstige carbonaten worden gewogen met een emissiefactor 0 [$\text{tCO}_2/\text{t carbonaat}$].

Tabel 1 : Stoichiometrische emissiefactoren

Type en oorsprong van carbonaat	Emissiefactor
CaCO_3 (als aanvullend chemisch product)	0,440
Na_2CO_3 (als aanvullend chemisch product)	0,415

Type en oorsprong van carbonaat	Emissiefactor
CaCO ₃ uit de biomassa	0
Na ₂ CO ₃ uit de biomassa	0

Deze waarden moeten worden bijgesteld op grond van het vochtgehalte en het gehalte aan ganggesteente in de toegepaste carbonaten.

10.2.2. Meting van CO₂-emissies :

De richtsnoeren voor metingen van hoofdstuk I van deze bijlage moeten worden toegepast.

11. Richtsnoeren voor de bepaling van broeikasgasemissies met behulp van systemen voor continue emissiemeting

11.1. Grenzen en volledigheid

De bepalingen van deze bijlage hebben betrekking op broeikasgasemissies uit onder Richtlijn 2003/87/EG vallende activiteiten. CO₂-emissies kunnen afkomstig zijn van meerdere emissiebronnen in een installatie.

11.2. Bepaling van broeikasgasemissies

Niveau 1

Voor elke emissiebron dient een totale onzekerheid van de totale emissies over de verslagperiode van minder dan ± 10 % te worden bereikt.

Niveau 2

Voor elke emissiebron dient een totale onzekerheid van de totale emissies over de verslagperiode van minder dan ± 7,5 % te worden bereikt.

Niveau 3

Voor elke emissiebron dient een totale onzekerheid van de totale emissies over de verslagperiode van minder dan ± 5 % te worden bereikt.

Niveau 4

Voor elke emissiebron dient een totale onzekerheid van de totale emissies over de verslagperiode van minder dan ± 2,5 % te worden bereikt.

Algemene benadering :

De totale emissies van een broeikasgas (BKG) uit een emissiebron over de verslagperiode worden bepaald met de onderstaande formule. De in deze formule optredende parameters worden bepaald overeenkomstig deel 6 van deze bijlage. Ingeval er in een installatie meerdere emissiebronnen zijn en de emissies daarvan niet gezamenlijk kunnen worden gemeten, moeten de emissies van deze emissiebronnen afzonderlijk worden gemeten en worden opgeteld om te komen tot de totale emissie van dat specifieke BKG over de verslagperiode in de installatie als geheel.

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

waarin :

BKG-concentratie

De BKG-concentratie in het rookgas wordt bepaald door continue meting op een representatief punt.

Rookgasreiniging

Het debiet van het droge rookgas kan met een van de volgende methoden worden bepaald.

METHODE A

Het rookgasdebiet Q_e wordt berekend aan de hand van een massabalans, waarbij rekening wordt gehouden met alle relevante parameters zoals inputs van materialen, debiet van de luchttoevoer, efficiëntie van het proces, enz., en aan de outputzijde de geproduceerde hoeveelheid product, de O₂-concentratie, de SO₂- en NO_x-concentraties, enz.

De specifieke berekeningsmethode moet door de bevoegde administratie worden goedgekeurd in het kader van de evaluatie van het monitoringplan en de daarin omschreven monitoringmethodiek.

METHODE B

Het rookgasdebiet Q_e wordt bepaald door continue debietmeting op een representatief punt.

Gezien om te worden gevoegd bij het besluit van de Regering van 27 november 2008 tot bepaling van de sectorale voorwaarden betreffende de bedrijven die een activiteit met CO₂-emissies uitoefenen.

Namen, 27 november 2008.

De Minister-President,

R. DEMOTTE

De Minister van Landbouw, Landelijke Aangelegenheden, Leefmilieu en Toerisme,

B. LUTGEN

—
Nota's

(1) "Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement", ISO/TAG 4. Gepubliceerd door de Internationale Organisatie voor normalisatie (ISO) (1993; verbeterde herdruk, 1995) namens de BIPM, IEC, IFCC, ISO, IUPAC, IUPAP en OIML.

(2) Het maximum aantal meetwaarden per uur vloeit voort uit de meetfrequentie.

(3) Zie : - Bijlage 1 van de "Good Practice Guidance" uit 2000 en bijlage I van de "IPCC Guidelines" (aanwijzingen voor de rapportage — herziene versie van 1996) : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/public.htm>.

- "Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement", ISO/TAG 4. Gepubliceerd door de ISO (1993; verbeterde herdruk, 1995) namens de BIPM, IEC, IFCC, ISO, IUPAC, IUPAP en OIML.

- ISO-5168 :2005 "Measurement of fluid flow — Procedures for the evaluation of uncertainties".

(4) Bij gebruik van volume-eenheden moet de exploitant er rekening mee houden dat omrekening noodzakelijk is in samenhang met druk- en temperatuurverschillen van de meetinrichting ten opzichte van de standaardcondities waarvoor de calorische onderwaarde voor het betreffende

(5) Zie de IPCC-richtsnoeren voor nationale broeikasgasinventarissen (2006).

(6) Met toepassing van de massarelatie : $tCO_2 = tCO * 1,571$.