

Décrets, arrêtés, circulaires

TEXTES GÉNÉRAUX

MINISTÈRE DE L'ÉCOLOGIE, DE L'ÉNERGIE, DU DÉVELOPPEMENT DURABLE ET DE L'AMÉNAGEMENT DU TERRITOIRE

Arrêté du 31 mars 2008 relatif à la vérification et à la quantification des émissions déclarées dans le cadre du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre pour la période 2008-2012

NOR : DEVP0774041A

Le ministre d'Etat, ministre de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire,

Vu la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté et modifiant la directive 96/61/CE du Conseil ;

Vu la décision 2007/589/CE du 18 juillet 2007 de la Commission définissant des lignes directrices pour la surveillance et la déclaration des émissions de gaz à effet de serre conformément à la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil ;

Vu le code de l'environnement, notamment ses articles L. 229-5 à L. 229-19, et R. 229-5 à R. 229-37 ;

Vu le document « EA-6/03 » contenant les orientations de la Coopération européenne pour l'accréditation pour la reconnaissance des organismes de vérification dans le cadre de la directive 2003/87/CE relative au système d'échange de quotas d'émission dans l'Union européenne ;

Vu l'arrêté du 28 juillet 2005 relatif à la vérification et à la quantification des émissions déclarées dans le cadre du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre ;

Vu l'arrêté du 31 mai 2007 fixant la liste des exploitants auxquels sont affectés des quotas d'émission de gaz à effet de serre et le montant des quotas affectés ;

Vu l'avis des organisations professionnelles concernées ;

Vu l'avis du Conseil supérieur des installations classées en date du 22 janvier 2008 ;

Sur proposition du directeur de la prévention des pollutions et des risques,

Arrête :

Art. 1^{er}. – Au sens du présent arrêté, on entend par :

- « source » : une partie, point ou procédé, isolément identifiable dans une installation, à partir de laquelle sont émis des gaz à effet de serre ;
- « 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 à partir d'une ou plusieurs sources d'émission ;
- « lot » : une quantité de combustibles ou de matières de qualité homogène, transférée pendant une période de temps donnée ;
- « 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 ;
- « combustibles marchands ordinaires » : 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.

CHAPITRE I^{er}

Surveillance des émissions

Art. 2. – Le présent chapitre définit, en application de l'article L. 229-6 du code de l'environnement, les modalités de surveillance de l'installation qui émet des gaz à effet de serre.

Art. 3. – I. – La procédure de surveillance et de déclaration relative à une installation doit couvrir l'ensemble des émissions, provenant de toutes les sources et/ou de tous les flux d'émission liés aux activités menées dans l'installation et visées à l'article R. 229-5 du code de l'environnement.

II. – Les émissions provenant des moteurs à combustion interne utilisés à des fins de transport sont exclues de la surveillance.

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

IV. – Si les capacités de production séparées ou combinées, ou si les rendements d'une ou de plusieurs activités relevant d'une même rubrique parmi celles citées à l'article R. 229-5 du code de l'environnement dépassent, dans une installation ou sur un site, les valeurs seuils citées dans ce même tableau, toutes les émissions de l'ensemble des sources et/ou flux liés à ces activités doivent être surveillées et déclarées.

V. – 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, sous réserve de l'article L. 229-7, dernier alinéa, du code de l'environnement.

Art. 4. – I. – Les émissions peuvent être déterminées par l'une ou l'autre des méthodes ci-après :

- une méthode fondée sur le calcul, qui permet de déterminer les émissions provenant des flux sur la base de données d'activité obtenues au moyen de systèmes de mesure (1) et de paramètres complémentaires issus d'analyses de laboratoire ou de facteurs standards ;
- une méthode fondée sur la mesure, qui permet de déterminer les émissions provenant d'une source en mesurant en continu la concentration du gaz à effet de serre concerné dans les effluents gazeux, ainsi que le débit des effluents gazeux.

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

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

III. – L'utilisation d'une méthode fondée sur la mesure est soumise à l'approbation de l'inspection des installations classées. Pour chaque période de déclaration, l'exploitant doit corroborer les émissions mesurées en recourant à la méthode fondée sur le calcul, conformément aux dispositions du II-3 de l'annexe I.

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

(1) La mesure étant réalisée, selon les cas, par l'exploitant, un laboratoire indépendant, ou encore le fournisseur de matières ou combustibles marchands.

Art. 5. – I. – Le plan de surveillance est établi par l'exploitant en conformité avec les méthodes de déclaration des émissions utilisées pour la déclaration annuelle des émissions polluantes en application de l'arrêté du 31 janvier 2008 relatif au registre et à la déclaration annuelle des émissions polluantes et des déchets.

II. – S'agissant de la description de l'installation, le plan comprend :

- la liste complète des équipements et procédés émetteurs de gaz à effet de serre dans l'installation, entrant dans le champ du système d'échange tel que défini à l'article R. 229-5 du code de l'environnement, et leurs caractéristiques techniques, notamment la puissance et/ou la capacité ;
- la liste des équipements émetteurs de gaz à effet de serre ne relevant pas du système d'échange en application de cet article ;
- le classement des flux d'émission conformément à l'article 10 ci-dessous.

Le plan de surveillance indique le ou les combustibles utilisés à titre principal dans l'installation. Les autres combustibles utilisés sont énumérés de façon exhaustive, ainsi que les équipements dans lesquels ils sont utilisés.

III. – En ce qui concerne la méthode de quantification des émissions de gaz à effet de serre, le plan donne, conformément aux dispositions du chapitre II du présent arrêté :

a) Une description de la méthode de calcul ou de mesure utilisée ;

b) La liste et la description des niveaux de méthode appliqués aux données d'activité, aux facteurs d'émission, d'oxydation et de conversion pour chaque source et flux d'émission, en conformité avec les annexes III à X du présent arrêté. Lorsque la méthode adoptée comporte des écarts par rapport à ces annexes, le plan de surveillance les présente explicitement et apporte les justifications nécessaires ;

c) La description, les caractéristiques et la localisation des équipements de mesure destinés à être utilisés pour chaque source ou flux d'émission ;

d) Des éléments établissant le respect des seuils d'incertitude définis dans les annexes III à X du présent arrêté, pour les données d'activité et, le cas échéant, les autres paramètres, pour les niveaux de méthodes appliqués à chaque source ou flux d'émission.

Le plan de surveillance comprend également, le cas échéant :

e) Une description de la méthode d'échantillonnage des combustibles et des matières choisie pour déterminer, pour chaque source ou flux d'émission, le pouvoir calorifique inférieur, la teneur en carbone, les facteurs d'émission, d'oxydation et de conversion et la teneur en biomasse ;

f) La mention des sources documentaires et la description des méthodes d'analyse envisagées pour déterminer, pour chaque source ou flux d'émission, les pouvoirs calorifiques inférieurs, la teneur en carbone, les facteurs d'émission, d'oxydation et de conversion ou la teneur en biomasse ;

g) Une description des systèmes de mesure des émissions qui seront mis en œuvre pour surveiller une source ou un flux d'émission, en indiquant 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, par le calcul, le montant des émissions obtenu par la mesure ;

h) En cas d'application de la « méthode alternative » décrite à l'article 11, une description détaillée de la méthode de surveillance adoptée et de l'analyse d'incertitude prévue au même article ;

i) Une description des procédures de contrôle de la qualité appliquées à la gestion des données ;

j) Des informations sur les liens avec les activités entreprises au titre d'un système de management environnemental.

IV. – Le plan peut se référer à une méthodologie, conforme aux annexes du présent arrêté, établie au niveau national par un exploitant ayant plusieurs installations de même type. Dans ce cas, le document décrivant cette méthodologie doit être annexé au plan.

V. – Le plan de surveillance est conforme aux méthodes de quantification prévues aux annexes I à XI du présent arrêté. Il applique intégralement ces méthodes, sauf dans les cas prévus à l'article 9 ci-dessous.

Art. 6. – I. – L'exploitant date et signe le plan de surveillance et le notifie au préfet du département d'implantation de l'installation concernée avant le 1^{er} juin 2008 par lettre recommandée avec avis de réception, et en transmet copie à l'inspection des installations classées.

II. – Si la description des informations contenues dans le plan de surveillance appliquée à l'installation n'apparaît pas conforme aux exigences du présent arrêté, le préfet peut demander à l'exploitant de modifier le plan de surveillance en précisant les motifs de cette demande. L'exploitant dispose de quatre semaines pour adresser au préfet un nouveau plan de surveillance. Le préfet répond dans les quatre semaines qui suivent à la proposition de l'exploitant en indiquant s'il accepte ou refuse le plan.

III. – Le plan de surveillance est réputé accepté dans les cas suivants :

- en l'absence de réponse du préfet dans les deux mois suivant la notification du plan de surveillance prévue au paragraphe I du présent article ;
- en cas d'acceptation par le préfet des modifications du plan suite à une demande de modification en application du paragraphe II du présent article.

IV. – Toute modification mise en œuvre ou envisagée de la méthode de surveillance ou des jeux de données utilisés devra, dès que l'exploitant en a connaissance ou pourrait raisonnablement en avoir eu connaissance, être notifiée au préfet par lettre recommandée avec avis de réception, au plus tard le 30 septembre de l'année en cours. La modification est soumise à l'accord du préfet si elle concerne :

- un changement dans le classement de l'installation tel qu'il figure au I de l'article 9 ;
- le passage, pour la détermination des émissions ou d'une partie des émissions, d'une méthode fondée sur le calcul à une méthode fondée sur la mesure, ou inversement ;
- un accroissement du degré d'incertitude des données d'activité ou d'autres paramètres nécessitant un changement de niveau de méthode.

Le préfet donne son accord dans les conditions prévues au II et au III ci-dessus.

CHAPITRE II

Quantification des émissions

Section 1

Méthodes fondées sur le calcul

Art. 7. – Le présent chapitre définit, en application de l'article L. 229-6 du code de l'environnement, les modalités de mise en œuvre des obligations particulières de quantification des émissions de gaz à effet de serre, auxquelles sont soumis les exploitants pour les activités désignées à l'article R. 229-5 du code de l'environnement.

Art. 8. – Les modalités citées à l'article 7 se fondent sur les lignes directrices adoptées par décision n° 2007/589/CE du 18 juillet 2007 de la commission susvisée.

Art. 9. – I. – Les installations visées en annexe de l'arrêté du 31 mai 2007 sont classées selon trois catégories :

- catégorie A : émissions inférieures à 50 kilotonnes de CO₂ ;
- catégorie B : émissions comprises entre 50 et 500 kilotonnes de CO₂ ;
- catégorie C : émissions supérieures à 500 kilotonnes de CO₂,

ces émissions étant la moyenne annuelle des émissions déclarées pour l'installation pendant la période 2005-2007. Si les émissions déclarées ne sont pas disponibles ou ne sont plus applicables en raison de modifications apportées aux conditions d'exploitation ou à l'installation proprement dite, on prendra comme référence une estimation prudente des émissions pour les cinq années suivantes. Cette estimation devra être explicitée et justifiée dans le plan de surveillance de l'installation.

II. – Pour chaque installation des catégories B et C, l'exploitant applique les niveaux de méthode les plus élevés définis en annexes III à XI.

Un niveau immédiatement inférieur au niveau requis ne pourra être appliqué à la détermination d'une variable que s'il est prouvé que l'application du niveau le plus élevé est techniquement impossible ou qu'elle entraînerait des coûts excessifs.

Sous réserve des dispositions de l'article 26, les exploitants appliquent au moins les niveaux indiqués dans le tableau 6 du I-5 de l'annexe I, sauf en cas d'impossibilité technique.

III. – 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 marginaux.

L'exploitant peut également appliquer des méthodes différentes sous réserve qu'elles soient plus précises.

Dans tous les cas de dérogation aux méthodes prévues par les annexes I à XI cités à l'alinéa précédent, l'exploitant doit :

- faire mention de ce choix et de ses motifs dans le plan de surveillance de l'installation qui doit être accepté par le préfet et,
- faire une demande d'autorisation au préfet qui intégrera les dispositions dérogatoires en complément à l'arrêté d'autorisation d'exploiter.

IV. – 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 III-4 de l'annexe I, sauf dans le cas des flux marginaux.

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

Art. 10. – Dans le plan de surveillance de l'installation mentionné au chapitre I^{er}, l'exploitant classe les flux en fonction de leur importance :

- « flux mineurs » : un groupe de flux 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 ;
- « flux marginaux » : un groupe de flux mineurs 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 ;
- « flux majeurs » : un groupe de flux n'appartenant pas au groupe des « flux mineurs ».

Art. 11. – L'ensemble des dispositions de cet article concerne la méthode alternative définie au I^{er} ci-après.

I. – 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 marginaux, l'exploitant applique une méthode de surveillance adaptée, dite « méthode alternative ». Il est alors exempté de l'application de l'article 9 du présent arrêté.

II. – L'exploitant doit démontrer que l'application de cette méthode alternative à l'ensemble de l'installation permet de respecter les seuils d'incertitude indiqués au tableau 1 ci-dessous pour le niveau annuel des émissions de gaz à effet de serre de l'ensemble de l'installation.

Tableau 1. – Seuils d'incertitude globaux alternatifs

CATÉGORIE D'INSTALLATION (2)	SEUIL D'INCERTITUDE à respecter pour la valeur des émissions annuelles totales
A	± 7,5%
B	± 5,0%
C	± 2,5%
(2) Selon la définition de l'article 9.	

III. – 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, lorsque cela est pertinent, du Guide ISO pour l'expression de l'incertitude de mesure (1995) et de la norme ISO 5168 :2005. L'analyse doit être réalisée avant l'acceptation du plan de surveillance par le préfet 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.

IV. – 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.

V. – Le tableau 1 ci-dessus ne s'applique pas aux installations dont les émissions de gaz à effet de serre sont déterminées au moyen de systèmes de surveillance continue des émissions conformément à l'annexe XI.

Section 2

Méthodes fondées sur la mesure

Art. 12. – I. – Les procédures spécifiques à appliquer pour les méthodes fondées sur la mesure figurent à l'annexe XI du présent arrêté.

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

III. – La fraction des émissions de CO₂ mesurées issue de la biomasse doit être soustraite suivant la méthode de calcul et enregistrée pour mémoire.

IV. – Les exploitants d'installations doivent utiliser le niveau le plus élevé prévu à l'annexe XI pour chaque source d'émission visée dans l'autorisation d'émettre des gaz à effet de serre et dont les émissions de gaz à effet de serre sont déterminées au moyen d'un système de mesure continue (SMC).

Un niveau immédiatement inférieur ne pourra être appliqué pour la source d'émission concernée que s'il est prouvé 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 niveau minimal à appliquer est le niveau 2 de l'annexe XI du présent arrêté, sauf en cas d'impossibilité technique.

CHAPITRE III

Déclaration des émissions de gaz à effet de serre au titre du système d'échange de quotas et contrôle de l'inspection des installations classées

Art. 13. – Dans le délai prévu à l'article R. 229-20 du code de l'environnement, l'exploitant transmet par voie électronique (3) au préfet la déclaration annuelle des émissions de gaz à effet de serre au titre du système d'échange de quotas, accompagnée du rapport de vérification établi par un organisme vérificateur agréé.

Le préfet ou, par délégation, l'inspection des installations classées, contrôle le caractère complet du rapport de vérification et peut demander à l'organisme vérificateur d'apporter tout complément à l'avis exprimé dans le rapport. Il exerce sur la déclaration qui lui est transmise le contrôle qu'il juge nécessaire en complément de celui de l'organisme vérificateur.

(3) La transmission se fait sur le site internet de déclaration des émissions polluantes (<http://www.declarationpollution.ecologie.gouv.fr/>) par l'intermédiaire de l'application GEREP (Gestion Electronique du Registre des Emissions Polluantes).

Art. 14. – I. – S'il juge la déclaration correcte et le rapport de vérification de l'organisme vérificateur satisfaisant au regard des dispositions du présent arrêté, et que le rapport conclut à un « avis d'assurance raisonnable sans réserve », le préfet ou, par délégation, l'inspection des installations classées transmet sans délai et, au plus tard le 15 mars, la déclaration et le rapport au ministre chargé de l'environnement.

II. – S'il juge la déclaration correcte et le rapport de vérification de l'organisme vérificateur satisfaisant au regard des dispositions du présent arrêté, et que le rapport conclut à un « avis d'assurance raisonnable avec réserves » ou à une « impossibilité de conclure », le préfet ou, par délégation, l'inspection des installations classées saisit l'exploitant et s'assure qu'il remédie aux irrégularités et aux inexactitudes dans un délai donné.

Si, avant le 31 mars, l'exploitant procède à des améliorations qui conduisent l'organisme vérificateur à conclure à un « avis d'assurance raisonnable sans réserve », le préfet ou, par délégation, l'inspection des installations classées transmet sans délai la déclaration et le rapport au ministre chargé de l'environnement.

III. – Le ministre chargé de l'environnement valide les déclarations et transmet les seules déclarations validées par voie électronique, au plus tard le 31 mars au teneur du registre.

IV. – Le ministre chargé de l'environnement transmet aux préfets concernés la liste des installations dont les déclarations ne sont pas validées au 31 mars, le préfet engage alors la procédure prévue à l'article 15 du présent arrêté.

Art. 15. – Pour les installations dont la déclaration n'est pas validée au 31 mars, le préfet informe sans délai l'exploitant, en l'invitant à fournir les explications nécessaires et à régulariser sa situation. En cas d'absence de régularisation et, au plus tard le 30 avril suivant, le préfet procède au calcul par défaut des émissions, conformément aux règles spécifiques définies en annexes III à X du présent arrêté.

CHAPITRE IV

Vérification des déclarations d'émissions de gaz à effet de serre

Section 1

Agrément des organismes vérificateurs

Art. 16. – Le présent chapitre définit, en application de l'article L. 229-6 du code de l'environnement, les conditions dans lesquelles des organismes peuvent recevoir un agrément pour la vérification des déclarations d'émissions de gaz à effet de serre mentionnées au III de l'article L. 229-14.

Art. 17. – I. – L'agrément est délivré par arrêté du ministre chargé de l'environnement.

II. – L'agrément ne peut être délivré qu'aux organismes bénéficiant d'une accréditation par le Comité français d'accréditation (COFRAC) ou par un organisme d'accréditation signataire de l'accord multilatéral pris dans le cadre de la Coopération européenne pour l'accréditation (EA), pour la vérification des émissions de gaz à effet de serre dans le cadre de la directive 2003/87/CE relative au système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans l'Union européenne. Dans le cas d'une accréditation par un autre organisme que le COFRAC, l'obtention de l'agrément est soumise à des conditions supplémentaires décrites à l'article 18.

III. – Les agréments sont délivrés, par activités énumérées dans le tableau de l'article R. 229-5 du code de l'environnement, au minimum pour les activités visées au I-A de ce tableau.

IV. – Le retrait ou la suspension de l'accréditation entraîne de plein droit le retrait ou la suspension de l'agrément. Le COFRAC tient régulièrement informé le ministre chargé de l'environnement de toutes décisions relatives aux retraits ou aux suspensions d'accréditation décidés par lui-même ou, lorsqu'il en a connaissance, par l'un des organismes cités au II ci-dessus.

Art. 18. – Tout organisme souhaitant être agréé doit en faire la demande auprès du ministre chargé de l'environnement.

I. – Pour les organismes accrédités par le COFRAC, la demande d'agrément sera constituée d'une copie de l'attestation d'accréditation et son annexe technique.

II. – Pour les organismes accrédités par un autre membre de l'EA, la demande d'agrément comportera, en plus de la copie de l'attestation d'accréditation et de son annexe technique, des éléments permettant de démontrer que l'ensemble des personnels impliqués dans le processus de vérification des émissions :

– d'une part, maîtrise la langue française ;

- d'autre part, a une connaissance détaillée des spécificités de la réglementation française applicable au système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans l'Union européenne.

En complément de ces exigences spécifiques, l'organisme ainsi agréé fera l'objet, au moins une fois au cours de la période 2008-2012, d'une mission de supervision de ses travaux de vérification, effectuée par le COFRAC et réalisée en coordination avec l'organisme d'accréditation membre de l'EA.

Tout organisme qui ferait de fausses déclarations dans son dossier de demande est passible d'un retrait d'agrément.

Art. 19. – Les périodes de validité de l'agrément peuvent être distinctes des périodes d'échange prévues par l'article L. 229-8 du code de l'environnement. La liste des organismes agréés est publiée au *Journal officiel*, au *Bulletin officiel* du ministère chargé de l'environnement, ainsi que sur le site internet de ce ministère. Les décisions de retrait ou de suspension d'agrément sont également publiées sur ce site.

Art. 20. – Le directeur de l'organisme agréé informe le ministre chargé de l'environnement de tout changement notable intervenant pour son personnel ou dans le fonctionnement de son organisme dans un délai n'excédant pas un mois à compter de la date de ce changement. Il l'informe également sans délai de toute modification concernant son accréditation.

En cas de non-respect de ces conditions, l'agrément peut être suspendu provisoirement ou retiré par décision motivée.

Art. 21. – Afin de permettre à de nouveaux organismes non encore agréés d'être accrédités par le COFRAC, un agrément provisoire peut leur être délivré.

Une demande d'agrément provisoire doit pour cela être adressée au ministre chargé de l'environnement. Celle-ci devra notamment comporter une copie de la convention signée avec le COFRAC, ainsi que ses annexes.

L'agrément provisoire est délivré par arrêté du ministre chargé de l'environnement, pour un nombre limité de missions de vérification, et pour une période ne pouvant excéder deux années.

Si, au cours de cette période, l'organisme est accrédité par le COFRAC, l'organisme peut demander à être agréé en régime normal, conformément aux articles 16 à 20.

Section 2

Mission de vérification

Art. 22. – Les installations de catégorie C (4) doivent faire l'objet chaque année d'une visite par un organisme vérificateur.

Sous réserve des dispositions de l'article 26, les installations des catégories A et B (4) devront avoir été visitées au moins deux fois par un organisme vérificateur pendant la période 2008-2012.

(4) Selon la définition de l'article 9.

Art. 23. – La mission de vérification a pour objet de permettre à l'organisme vérificateur :

- de contrôler que la surveillance et la quantification des émissions ont bien été établies conformément au plan de surveillance et aux dispositions du présent arrêté ;
- d'émettre un avis d'assurance raisonnable, par lequel il conclut à la présence ou à l'absence d'inexactitudes significatives dans les données de quantification des émissions et à la présence ou à l'absence d'irrégularités significatives.

A l'issue de la vérification, l'exploitant fournira une confirmation écrite indiquant :

- que tous les documents, informations et données indispensables, selon le l'organisme vérificateur, à une compréhension satisfaisante des émissions, ont été mis à la disposition de celui-ci ;
- le montant définitif des émissions de gaz à effet de serre que l'exploitant souhaite déclarer au titre de l'article 13 ;
- les références du plan de surveillance utilisé.

Art. 24. – I. – La procédure de vérification comprend *a minima* les étapes définies dans les points II à V ci-après.

II. – Analyse stratégique. L'organisme vérificateur doit :

- vérifier que le plan de surveillance a bien été accepté par le préfet et que la version utilisée est correcte. Si tel n'est pas le cas, l'organisme vérificateur ne poursuit pas la vérification, sauf en ce qui concerne les éléments qui ne sont manifestement pas influencés par l'absence d'acceptation ;
- connaître chaque activité entreprise par l'installation, les sources d'émission et les flux présents dans l'installation, les équipements de mesure utilisés pour surveiller ou mesurer les données d'activité, l'origine et l'application des facteurs d'émission et des facteurs d'oxydation/de conversion, les autres données utilisées pour calculer ou mesurer les émissions, ainsi que l'environnement d'exploitation de l'installation ;

- comprendre le plan de surveillance de l'exploitant, le flux des données et le système de contrôle ; il devra également comprendre l'organisation globale de l'installation en ce qui concerne la surveillance et la quantification ;
- appliquer un seuil de signification adapté aux spécificités de l'installation qui fait l'objet de la vérification, en prenant en considération, à titre indicatif, les seuils défini dans le tableau 2 ci-dessous.

Tableau 2. – Seuils de signification

CATÉGORIE D'INSTALLATION (5)	SEUIL DE SIGNIFICATION
A et B	5 %
C	2 %
(5) Selon la définition de l'article 9.	

L'organisme vérificateur effectue l'analyse stratégique de manière à pouvoir mener l'analyse des risques comme indiqué ci-après.

III. – Analyse des risques. L'organisme vérificateur doit :

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

IV. – Vérification. L'organisme vérificateur doit en outre :

- appliquer le plan de vérification en recueillant des données, ainsi que toute autre information utile, dans le cadre des procédures d'échantillonnage, des tests de cheminement, des analyses documentaires, des procédures d'analyse et des procédures d'examen des données prévus, qui serviront de base à l'avis ;
- confirmer la validité des informations utilisées pour calculer le degré d'incertitude indiqué dans le plan de surveillance accepté,
- vérifier que le plan de surveillance accepté est effectivement mis en œuvre ;
- demander à l'exploitant de fournir les données manquantes ou de compléter les chapitres manquants des « pistes d'audit » (6), d'expliquer les variations apparaissant dans les données d'émission ou de revoir les calculs, avant de formuler un avis définitif. L'organisme vérificateur doit, d'une manière ou d'une autre, signaler à l'exploitant toutes les irrégularités et les inexactitudes relevées. L'exploitant corrige toutes les inexactitudes signalées. Cette correction porte sur l'ensemble du jeu de données d'où provient l'échantillon.

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

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

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

(6) On entend par « pistes d'audit » un ensemble de données, généralement consignées dans un journal, relatives aux opérations du système de surveillance et permettant la reconstitution et l'examen exhaustif des séquences d'événements ayant mené à un résultat déterminé.

Section 3

Rapport de vérification

Art. 25. – I. – Sur la base des conclusions du rapport de vérification interne visé au V de l'article 24, l'organisme vérificateur se prononce sur la présence de déclarations inexactes significatives par rapport au seuil de signification dans les données de quantification des émissions et sur l'existence d'irrégularités significatives ou d'autres éléments décisifs pour les conclusions de vérification.

II. – L'organisme vérificateur rédige un rapport de vérification qu'il adresse à l'exploitant. Ce rapport comprend *a minima* les éléments suivants :

- l'identification de l'installation concernée, notamment le nom de l'exploitant, le nom de l'installation et le numéro ICPE ;
- une présentation de la méthode de vérification ;
- la date du plan de surveillance utilisé, celle de sa notification, celle de l'avis de réception par le préfet, et celle de son acceptation ;
- le cas échéant, la date de la visite sur site ;
- le montant total, fourni par l'exploitant, des émissions de gaz à effet de serre soumises au système d'échange de quotas pour l'installation concernée, ce montant étant celui que l'exploitant doit déclarer au titre de l'article 13 ;
- la conclusion de l'organisme vérificateur, accompagnée le cas échéant d'observations ou de réserves ;
- la date de validation interne de cette conclusion ;
- la liste des personnes ayant procédé à la vérification ;
- la signature d'une personne habilitée à engager la responsabilité de l'organisme vérificateur.

III. – L'organisme vérificateur juge les données de quantification des émissions satisfaisantes si les émissions totales déclarées ne sont pas entachées d'inexactitudes significatives et si, selon lui, il n'y a pas d'irrégularité significative. Il émet alors un « avis d'assurance raisonnable sans réserve ».

IV. – L'organisme vérificateur juge que les données de quantification des émissions ne sont pas satisfaisantes s'il a relevé des irrégularités significatives ou des déclarations inexactes, avec ou sans irrégularités significatives. Il émet alors un « avis d'assurance raisonnable avec réserve ».

V. – L'organisme vérificateur juge que les données de quantification des émissions ne sont pas vérifiées lorsque la portée de la vérification a été limitée par des circonstances empêchant l'organisme vérificateur d'obtenir les éléments nécessaires pour ramener le risque de vérification à un niveau raisonnable, ou en cas d'incertitudes significatives. Il prononce alors une « impossibilité de conclure ».

CHAPITRE V

Dispositions spécifiques aux installations faiblement émettrices

Art. 26. – Les articles 5, 9, 22 à 25, le III de l'annexe I ainsi que le I de l'annexe II s'appliquent sous réserve des exemptions suivantes pour les installations dont les émissions déclarées moyennes vérifiées sont inférieures à 25 kilotonnes de CO₂ par an pendant la période d'échanges précédente. Si les données d'émission ne sont plus valables en raison de modifications apportées aux conditions d'exploitation ou à l'installation proprement dite, ou en l'absence d'historique des émissions vérifiées, les exemptions sont applicables si l'inspection des installations classées a approuvé une projection prudente des émissions pour les cinq années suivantes en vertu de laquelle les émissions de CO₂ d'origine fossile seraient inférieures à 25 kilotonnes par an.

Les exemptions susvisées portent sur les points suivants :

- 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 ;
- l'exploitant peut déroger à l'obligation de prouver la conformité aux exigences en matière d'étalonnage prévues au V-3 *b* de l'annexe I du présent arrêté ;
- l'exploitant peut utiliser des niveaux inférieurs, le niveau 1 étant le minimum, pour tous les flux et les variables concernés ;
- l'exploitant peut utiliser un plan de surveillance simplifié contenant au minimum les éléments visés au II et aux points *b*, *c*, *g* et *h* du III de l'article 5 ;
- l'exploitant peut déroger aux exigences concernant l'accréditation EN ISO 17025:2005 si le laboratoire en question prouve de manière concluante qu'il est techniquement compétent et qu'il est capable de produire des résultats techniquement valables au moyen des procédures d'analyse concernées ;
- 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 ;
- l'exploitant peut déroger à l'obligation de visite de l'installation prévue à l'article 22. Cependant, si l'organisme vérificateur estime que, pour se conformer aux dispositions du I de l'article 25, il lui est nécessaire de visiter l'installation, l'exploitant devra permettre cette visite.

CHAPITRE VI

Modalités d'application

Art. 27. – I. – Les dispositions des chapitres I^{er}, II et III du présent arrêté et de ses annexes sont applicables aux émissions de gaz à effet de serre produites à partir du 1^{er} janvier 2008.

II. – Les dispositions du chapitre II de l'arrêté du 28 juillet 2005 susvisé et de ses annexes demeurent applicables aux émissions de gaz à effet de serre produites avant le 1^{er} janvier 2008, jusqu'à l'expiration d'un délai de deux ans à compter de la publication du présent arrêté, date à laquelle elles sont abrogées.

III. – Sous réserve du II ci-dessus, l'arrêté du 28 juillet 2005 susvisé est abrogé.

Art. 28. – Le directeur de la prévention des pollutions et des risques est chargé de l'exécution du présent arrêté, qui sera publié au *Journal officiel* de la République française.

Fait à Paris, le 31 mars 2008.

Pour le ministre et par délégation :
*Le directeur de la prévention
des pollutions et des risques,
délégué aux risques majeurs,*
L. MICHEL

ANNEXE I

LIGNES DIRECTRICES GÉNÉRALES

I. – Méthodes fondées sur le calcul

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

$$\text{Emissions de CO}_2 = \text{données d'activité} \times \text{facteur d'émission} \times \text{facteur d'oxydation/conversion}$$

soit au moyen d'une autre méthode définie dans les lignes directrices spécifiques des annexes III à X.

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

Emissions de combustion

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

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

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

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 en Nm³. Le facteur d'émission est exprimé en [t CO₂/t ou t CO₂/Nm³]. Le carbone contenu dans les matières entrantes qui n'est pas transformé en CO₂ au cours du procédé est pris en compte dans le facteur de conversion, qui est exprimé en fraction. Lorsqu'un facteur de conversion est pris en compte dans le facteur d'émission, il n'est pas nécessaire d'appliquer un facteur de conversion distinct. La quantité de matières entrantes utilisée est exprimée en masse ou en volume [t ou Nm³]. Il en résulte la formule de calcul suivante :

$$\text{Emissions de CO}_2 = \text{données d'activité [t ou Nm}^3\text{]} \times \text{facteur d'émission [t CO}_2\text{/t ou Nm}^3\text{]} \times \text{facteur de conversion}$$

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

Pour le calcul des émissions, pour chaque flux de matière ou de combustible, l'ensemble des paramètres devra refléter un même état de la matière ou du combustible considéré, de préférence l'état sec.

I-1. Données d'activité

I-1.a. Les données d'activité englobent les informations sur les flux de matières, la consommation de combustibles, les matières entrantes ou la production. Elles sont généralement exprimées en contenu énergétique [TJ] ou [MW.h PCS] (elles peuvent également être exprimées en masse ou en volume [t ou Nm³], voir le I-2) pour les combustibles et en masse ou volume pour les matières premières ou les produits [t ou Nm³].

I-1.b. L'exploitant peut déterminer les données d'activité en se basant sur la quantité de combustibles ou de matières facturées, déterminée conformément aux dispositions de l'annexe I et aux niveaux approuvés des annexes III à X.

I-1.c. Lorsque les données d'activité destinées au calcul des émissions ne peuvent pas être déterminées directement, elles sont déterminées en évaluant la variation des stocks, suivant la formule suivante :

$$\text{matières T} = \text{matières A} + (\text{matières D} - \text{matières F}) - \text{matières E}$$

dans laquelle :

- matières T : matières transformées pendant la période de déclaration considérée ;
- matières A : matières achetées pendant la période de déclaration considérée ;
- matières D : stock de matières au début de la période de déclaration considérée ;
- matières F : stock de matières à la fin de la période de déclaration considérée ;
- matières E : matières exportées ou utilisées à d'autres fins.

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

- sur les données des années précédentes et sur des corrélations avec la production obtenue pendant l'année de déclaration, ou
- sur des méthodes documentées et sur les données correspondantes figurant dans les états financiers vérifiés couvrant la période de déclaration.

I-1.d. 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.

I-2. Facteurs d'émission

I-2.a. Les facteurs d'émission reposent sur la teneur en carbone des combustibles ou des matières entrantes et sont généralement exprimés en t CO₂/TJ pour les émissions de combustion, en t CO₂/t ou en t CO₂/Nm³ pour les émissions de procédé.

Dans un souci de transparence et de cohérence optimale avec les inventaires nationaux des émissions de gaz à effet de serre, il est recommandé pour les émissions de combustion d'utiliser préférentiellement des facteurs d'émission exprimés en t CO₂/TJ.

I-2.b. Un facteur de conversion de 3,664 tCO₂/tC est utilisé pour convertir le carbone en équivalent CO₂.

I-2.c. Les facteurs d'émission et les dispositions relatives à l'élaboration des facteurs d'émission spécifiques figurent au tableau 4 ci-dessous et au III de la présente annexe.

I-2.d. La biomasse est considérée comme ayant un bilan CO₂ neutre. Un facteur d'émission de 0 [t CO₂/TJ ou t ou Nm³] lui est appliqué. Une liste indicative des différents types de matières acceptées en tant que biomasse figure au tableau 3 ci-dessous.

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 III de la présente annexe.

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.

**Tableau 3. – Matières considérées comme de la biomasse
aux fins du présent arrêté**

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). Tallol brut, tallol et poix 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. Biométhane. Biodiméthyléther. Bio-huile (mazout produit par pyrolyse), biogaz.

I-2.e. Le CO₂ inhérent qui est transféré en tant que composant d'un combustible dans une installation relevant du système d'échange de quotas d'émission est comptabilisé dans le facteur d'émission défini pour ce combustible.

Le CO₂ inhérent, à l'exception de celui contenu dans les gaz visés au cinquième alinéa de l'article L. 229-7 du code de l'environnement 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 système d'échange de quotas d'émission. En tout état de cause, il doit être enregistré pour mémoire.

I-2.f. Le tableau 4 indique les facteurs d'émission indiqués par la France dans le dernier inventaire national remis au secrétariat de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques. Lorsqu'un combustible n'appartient pas à une catégorie de combustibles existante, l'exploitant doit se fonder sur son expérience pour le classer dans une catégorie appropriée.

Tableau 4. – Facteurs d'émission et PCI nationaux par défaut

Les PCI et FE s'appliquent aux combustibles quels que soient leur humidité, leur teneur en cendres et leur taux de soufre.

Code	Combustible	PCI sur brut	FE		
		TJ/t	t CO ₂ /TJ	t CO ₂ /t	
COMBUSTIBLES SOLIDES (hors biomasse)					
101	Charbon à coke (PCS sur pur > 23 865 kJ/kg)	26.10 ⁻³	95	2,47	
102	Charbon à vapeur (PCS sur pur > 23 865 kJ/kg)	26.10 ⁻³	95	2,47	
103	Charbon sous-bitumineux (17 435 < PCS sur pur < 23 865 kJ/kg)	20.10 ⁻³	96	1,92	
104	Agglomérés de houille	32.10 ⁻³	95	3,04	
105	Lignite (PCS < 17435 kJ/kg)	17.10 ⁻³	100	1,70	
106	Briquettes de lignite	17.10 ⁻³	98	1,67	
107	Coke de houille	28.10 ⁻³	107	3,00	
108	Coke de lignite	17.10 ⁻³	108	1,84	
110	Coke de pétrole	32.10 ⁻³	96	3,07	
113	Tourbe	11,6.10 ⁻³	110	1,28	
114	Ordures ménagères	8,8.10 ⁻³	96	0,845	
121A	Pneumatiques	26.10 ⁻³	85	2,21	
121B	Plastiques	23.10 ⁻³	75	1,73	
COMBUSTIBLES LIQUIDES (hors biomasse)					
201	Pétrole brut	42.10 ⁻³	73	3,07	
203	Fioul lourd commercial	40.10 ⁻³	78	3,12 3,06 t CO ₂ /m ³	
204	Fioul domestique	42.10 ⁻³	75	3,15 2,66 t CO ₂ /m ³	
210	Naphta	45.10 ⁻³	73	3,07	
211	Huile de schiste bitumineux	36.10 ⁻³	73	2,63	
219	Lubrifiants	40,2.10 ⁻³	73	2,93	
220	White spirit	41,9.10 ⁻³	spécifique		
222	Bitumes	40,2.10 ⁻³	81	3,26	
224A	Combustible haute viscosité (CHV)	39,2.10 ⁻³	80	3,14	
2240	Autres produits pétroliers	40,2.10 ⁻³	73	2,93	
COMBUSTIBLES GAZEUX (hors biomasse)					
301	Gaz naturel	type H 49,6 .10 ⁻³ 37,5.10 ⁻⁶ TJ/m ³	57 ⁸	185 kg CO ₂ /MWh _{PCS} ⁸	2,14.10 ⁻³ tCO ₂ /m ³
		type B 38,2.10 ⁻³ 32.10 ⁻⁶ TJ/m ³			1,82.10 ⁻³ tCO ₂ /m ³
302	Gaz naturel liquéfié	49,6.10 ⁻³ ou 37,5.10 ⁻⁶ TJ/m ³	57		
303	Gaz de pétrole liquéfié	46.10 ⁻³	64		
311	Gaz d'usine à gaz	spécifique	52		
312	Gaz d'aciérie	6,9.10 ⁻³	183		

(7) m³ exprimés dans des conditions normales de température et de pression.

(8) Le facteur d'émission de CO₂ rapporté à l'énergie est identique pour les deux types de gaz.

I-2.g. Le tableau 5 indique les rapports stœchiométriques utilisables pour convertir les données sur la composition en facteurs d'émission dans le cadre du calcul des émissions de procédés.

Tableau 5. – Rapports stœchiométriques

Substance	Rapport (t_{CO_2}/t)
C	3,664
Coke et autres additifs carbonés	$3,664 \times \text{teneur massique en carbone}$
CaSO ₄	0,2558
carbonates	
CaCO ₃	0,440
MgCO ₃	0,522
FeCO ₃	0,380
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
$X_y(CO_3)_z$	$\frac{[M_{CO_2}]}{Y \cdot [M_x] + Z \cdot [M_{CO_3^{2-}}]}$ X = métaux alcalino-terreux ou alcalins M_x = poids moléculaire de X (g/mol) M_{CO₂} = poids moléculaire de CO₂ (44 g/mol) M_{CO₃²⁻} = poids moléculaire de CO₃²⁻ (60 g/mol) Y = nombre stœchiométrique de X = 1 pour les alcalino-terreux = 2 pour les métaux alcalins Z = nombre stœchiométrique de CO₃²⁻ = 1
oxydes alcalins	
CaO	0,785
MgO	1,092
BaO	0,223
$X_y(O)_z$	$\frac{[M_{CO_2}]}{Y \cdot [M_x] + Z \cdot [M_O]}$ X = métaux alcalino-terreux ou alcalins M_x = poids moléculaire de X (g/mol) M_{CO₂} = poids moléculaire de CO₂ (44 g/mol) M_O = poids moléculaire de O (16 g/mol) Y = nombre stœchiométrique de X = 1 pour les alcalino-terreux = 2 pour les métaux alcalins Z = nombre stœchiométrique de O = 1

I-3. Facteurs d'oxydation et de conversion

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

I-4. CO₂ transféré

I-4.a. 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. 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.

I-4.b. 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.

I-4.c. Lorsqu'une partie du CO₂ transféré est issu de la biomasse, ou lorsqu'une installation ne relève que partiellement du système d'échange de quotas d'émissions, 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 l'article R. 229-5 du code de l'environnement. Les méthodes d'imputation employées doivent se fonder sur des estimations prudentes.

Catégorie	Données d'activité									Facteur d'émission			Données sur la composition			Facteur d'oxydation			Facteur de conversion		
	Flux de combustible ou de matières			Pouvoir calorifique inférieur																	
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C			
Grillage et frittage de minerai métallique																					
Bilan massique	1	2	3	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	2	3	3				s.o.	s.o.	s.o.			
Apport de carbonates	1	1	2	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	1	s.o.	s.o.	s.o.				1	1	1			
Fer et acier																					
Bilan massique	1	2	3	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	2	3	3				s.o.	s.o.	s.o.			
Combustible employé pour alimenter le procédé	1	2	3	2	2	3	2	3	3	s.o.	s.o.	s.o.				s.o.	s.o.	s.o.			
Ciment																					
Sur la base de la charge du four	1	2	3	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	1	s.o.	s.o.	s.o.				1	1	2			
Production de clinker	1	1	2	s.o.	s.o.	s.o.	1	2	3	s.o.	s.o.	s.o.				1	1	2.			
Poussières des fours à ciment (CKD)	1	1	2	s.o.	s.o.	s.o.	1	2	2	s.o.	s.o.	s.o.				s.o.	s.o.	s.o.			
Carbone non issu de carbonates	1	1	2	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	2	s.o.	s.o.	s.o.				1	1	2			
Chaux																					
Carbonates	1	2	3	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	1	s.o.	s.o.	s.o.				1	1	2			
Oxydes alcalino-terreux	1	1	2	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	1	s.o.	s.o.	s.o.				1	1	2.			
Verre																					
Carbonates	1	1	2	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	1	s.o.	s.o.	s.o.				s.o.	s.o.	s.o.			
Céramique																					
Apports de carbone	1	1	2	s.o.	s.o.	s.o.	1	2	3	s.o.	s.o.	s.o.				1	1	2			
Oxyde alcalin	1	1	2	s.o.	s.o.	s.o.	1	2	3	s.o.	s.o.	s.o.				1	1	2			
Épuration	1	1	1	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	1	s.o.	s.o.	s.o.				s.o.	s.o.	s.o.			
Papier et pâte à papier																					
Méthode standard	1	1	1	s.o.	s.o.	s.o.	1	1	1	s.o.	s.o.	s.o.				s.o.	s.o.	s.o.			

II. – Méthodes fondées sur la mesure

II-1. Taux d'échantillonnage

Des moyennes horaires, correspondant à une « heure de données valide », sont calculées, le cas échéant, pour les éléments nécessaires à la détermination des émissions – conformément à l'annexe II – en utilisant toutes les données valides 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 prorata 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, l'heure est considérée comme non valide. 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.

II-2. 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 :

Concentrations. Lorsqu'il est impossible d'obtenir une heure de données valide pour un paramètre mesuré directement en concentration, il est calculé une valeur de substitution C_{subst} pour l'heure en question, comme suit :

$$C_{subst} = \bar{C} + \sigma_C$$

avec :

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

σ_C : meilleure estimation de l'écart-type de la concentration du paramètre concerné.

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

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 à l'organisme vérificateur avec les résultats calculés.

II-3. 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 le calcul, selon la méthode suivante :

- 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.

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

Dans la déclaration d'émissions annuelle, l'exploitant détermine et notifie les données utiles, lorsqu'elles sont disponibles, ou les estimations les plus précises des données d'activité, des pouvoirs calorifiques inférieurs, des facteurs d'émission, des facteurs d'oxydation et des autres paramètres utilisés pour déterminer les émissions conformément aux annexes III à X, 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.

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.

III. – Détermination des données et des facteurs spécifiques

Les dispositions de la présente partie ne sont contraignantes que pour les parties des lignes directrices qui y font expressément référence. Les dispositions de la présente partie sont sous réserve de celles de l'article 26.

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

Le laboratoire chargé de déterminer les paramètres mentionnés au précédent alinéa doit être conforme aux exigences définies au III-2 de la présente annexe.

La procédure d'échantillonnage et la fréquence des analyses pour la détermination de ces mêmes paramètres doivent respecter les exigences définies au III-3.

La documentation complète concernant les procédures utilisées par le laboratoire pour déterminer les paramètres mentionnés ci-dessus, ainsi que les résultats complets, doivent être conservés de façon à pouvoir être mis à la disposition de l'organisme vérificateur de la déclaration d'émissions.

III-1. Détermination de la fraction issue de la biomasse

Aux fins des présentes lignes directrices, le terme : « fraction de la biomasse » désigne le pourcentage massique en carbone issu de la biomasse, telle que définie I-2.d de la présente annexe, par rapport à la masse totale du carbone contenu dans un échantillon.

Pour que des combustibles ou matières soient considérés comme biomasse pure et soient soumis aux dispositions de surveillance et de déclaration simplifiées prévues au IV de l'article 9, la fraction de la biomasse telle que définie ci-dessus doit être supérieure à 97 %.

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

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

III-2. Exigences à remplir pour la détermination des propriétés des combustibles et des matières

III-2.a. 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.

III-2.b. 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 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. L'exploitant devra, en outre, 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 :

Validation. Chacune des méthodes d'analyse employées par le laboratoire non accrédité devra être validée par comparaison à la méthode de référence mise en œuvre par un laboratoire accrédité 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.

Intercomparaison. Une intercomparaison des résultats des méthodes d'analyse sera réalisée au moins une fois par an avec un laboratoire accrédité EN ISO 17025:2005. Elle comportera, 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 obtenus par le laboratoire non accrédité et le laboratoire accrédité sera notifiée à l'inspection des installations classées et immédiatement levée sous la supervision d'un laboratoire accrédité EN ISO 17025:2005.

III-2.c. 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 doit être indiquée dans le plan de surveillance de l'installation. L'utilisation de ces systèmes est limitée à la détermination des données sur la composition des combustibles et matières gazeux. Les exploitants utilisant ces systèmes doivent se conformer aux exigences de la norme EN ISO 9001:2000. La preuve que le système répond à ces exigences peut être apportée par certification du système. Les services d'étalonnage et les fournisseurs de gaz d'étalonnage doivent être accrédités EN ISO 17025:2005. Toutefois, les règles de validation et de vérification des chromatographes utilisés par les fournisseurs d'énergie dans le cadre de transactions commerciales sont réputées satisfaire aux exigences du présent paragraphe.

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 :

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.

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 de l'analyseur de gaz ou du chromatographe en phase gazeuse et les résultats du laboratoire accrédité sera notifiée à l'inspection des installations classées et immédiatement levée sous la supervision d'un laboratoire accrédité EN ISO 17025:2005.

III-3. Méthodes d'échantillonnage et fréquence des analyses

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

L'analyse portera généralement sur un échantillon résultant du mélange d'un plus grand nombre d'échantillons prélevés pendant une période donnée, 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 inférieure 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 7

ci-dessous. En cas d'impossibilité d'appliquer ces seuils, ou lorsque l'exploitant estime qu'ils ne sont pas adaptés, celui-ci pourra proposer une méthode d'échantillonnage avec une fréquence d'analyse spécifique. Ce choix devra être explicité et justifié dans le plan de surveillance de l'installation.

Tableau 7. – 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.

IV. – Conservation des données

Tout écart par rapport aux dispositions du présent chapitre IV devra être clairement indiqué dans le plan de surveillance. Si l'exploitant n'est pas en mesure d'appliquer une ou plusieurs de ces dispositions, il doit le justifier dans le plan de surveillance, et engager une démarche permettant la régularisation de sa situation avant le 30 septembre 2009.

L'exploitant d'une installation doit, pour toutes les sources d'émission et/ou tous les flux liés aux activités visées à l'article R. 229-5 du code de l'environnement, étayer et archiver les données concernant la surveillance des émissions des gaz à effet de serre indiqués en relation avec ces activités.

Ces données de surveillance doivent être suffisantes pour vérifier la déclaration d'émissions annuelle remise par l'exploitant en vertu de l'article R. 229-20 du code de l'environnement.

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

Afin que l'organisme vérificateur ou une autre tierce partie puisse reproduire la détermination des émissions, l'exploitant d'une installation doit, pour chaque année de déclaration, conserver les documents suivants pendant au moins dix ans après la transmission de la déclaration susvisée.

Pour les méthodes fondées sur le calcul :

- la liste de tous les flux surveillés ;
- les données d'activité servant à calculer les émissions pour chaque flux, classées par procédé et par type de combustible ou de matière ;
- les documents justifiant le choix de la méthode de surveillance et les changements temporaires ou permanents concernant la méthode de surveillance et les niveaux de méthode acceptés par le préfet ;
- 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 ;
- la documentation sur la procédure de collecte des données d'activité concernant l'installation et ses flux ;
- les données d'activité et les facteurs d'émission, d'oxydation ou de conversion transmis à l'inspection des installations classées pour préparer le plan national d'allocation de quotas et portant sur les années précédant la période couverte par le système d'échange ;

- la documentation sur les responsabilités en matière de surveillance des émissions ;
- la déclaration d'émissions annuelle, et
- toute autre information jugée nécessaire pour vérifier la déclaration d'émissions annuelle.

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

- la liste de toutes les sources d'émission surveillées ;
- la documentation justifiant le choix d'une méthode fondée sur la mesure ;
- les données utilisées pour effectuer l'analyse d'incertitude concernant les émissions de chaque source, classées par procédé ;
- les données utilisées pour la vérification des calculs ;
- la description technique détaillée du SMC ;
- les données brutes et agrégées fournies par le SMC, y compris la documentation concernant l'évolution du système, et le carnet de bord concernant les essais, les immobilisations, les étalonnages, l'entretien et la maintenance ;
- la documentation concernant toute modification apportée au SMC.

V. – Contrôle

Les modalités de contrôle des émissions sont sous réserve des dispositions de l'article 26.

Tout écart par rapport aux dispositions du présent chapitre V devra être clairement indiqué dans le plan de surveillance. Si l'exploitant n'est pas en mesure d'appliquer une ou plusieurs de ces dispositions, il doit le justifier dans le plan de surveillance, et engager une démarche permettant la régularisation de sa situation avant le 30 septembre 2009.

V-1. Collecte et traitement des données

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

V-2. Système de contrôle

L'exploitant met en place, alimente, applique et entretient un système de contrôle performant pour faire en sorte que la déclaration d'émissions annuelle établie sur la base des activités de gestion du flux de données ne contienne pas d'inexactitudes et soit conforme au plan de surveillance accepté, à l'autorisation et aux présentes lignes directrices.

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

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

L'exploitant évalue et améliore son système de contrôle de manière à faire en sorte que la déclaration d'émissions annuelle soit exempte d'inexactitudes et d'irrégularités significatives. Les évaluations comprennent des vérifications internes du système de contrôle et des données déclarées. Le système de contrôle peut faire référence à d'autres procédures et documents, tels que ceux prévus dans le système 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 accepté, dans le permis et dans les présentes lignes directrices soient respectées dans le système mis en œuvre.

V-3. Activités de contrôle

Afin de contrôler et de réduire le risque inhérent et le risque de contrôle conformément au V-2, l'exploitant définit et met en œuvre des activités de contrôle conformément aux points V-3.a à V-3.f ci-après.

V-3.a. Procédures et responsabilités

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

L'exploitant constitue une documentation écrite concernant les activités de gestion du flux de données décrites au point V-1 et aux activités de contrôle prévues aux points V-3.b à V-3.f, comprenant notamment :

- la séquence et l'interaction des activités de collecte et de traitement des données prévues au point V-1, et notamment les méthodes de calcul ou de mesure utilisées ;
- l'évaluation du risque de la définition et des évaluations du système de contrôle, conformément au point V-2 ;
- la gestion des compétences nécessaires pour prendre en charge les responsabilités assignées conformément au point V-3.a ;
- l'assurance de la qualité des instruments de mesure et des équipements informatiques utilisés, le cas échéant, conformément au point V-3.b ;
- les analyses internes des données déclarées, conformément au point V-3.c ;
- les procédés externalisés, conformément au point V-3.d ;
- les corrections et les mesures correctives, conformément au point V-3.e ;
- les registres et la documentation, conformément au point V-3.f.

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

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

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

V-3.b. Assurance de la qualité

L'exploitant s'assure que l'équipement de mesure est étalonné, réglé et vérifié à intervalles réguliers, y compris avant l'utilisation, et contrôlé par rapport à des normes de mesure correspondant aux normes internationales, lorsqu'elles existent, en fonction des risques répertoriés conformément au point V-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. Si l'équipement n'est pas jugé conforme aux exigences, l'exploitant doit rapidement prendre les mesures correctrices qui s'imposent. Les documents relatifs aux résultats de l'étalonnage et à l'homologation doivent être conservés pendant une période de dix ans.

Si l'exploitant a recours aux technologies de l'information, et notamment à des systèmes informatiques pour la commande de processus, ces systèmes doivent être conçus, documentés, testés, mis en œuvre, contrôlés et entretenus de manière à garantir un traitement fiable, précis et en temps utile des données, compte tenu des risques répertoriés conformément au point V-2. Il conviendra notamment de veiller à la bonne utilisation des formules de calcul consignées dans le plan de surveillance. Le contrôle des systèmes informatiques doit couvrir le contrôle d'accès, les systèmes de secours, la reprise, la pérennité et la sécurité.

V-3.c. Analyses et validation des données

Pour gérer le flux des données, l'exploitant doit mettre en place et effectuer l'analyse et la validation des données en fonction des risques répertoriés conformément au point V-2. Ces validations peuvent être manuelles ou électroniques. Elles doivent être conçues de manière que, dans la mesure du possible, les seuils de rejet des données soient clairs d'emblée.

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

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

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

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

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

- la comparaison des émissions mesurées avec les émissions calculées.

V-3.d. Procédés externalisés

Lorsqu'un exploitant choisit d'externaliser un processus du flux de données, il doit contrôler la qualité de ces processus en fonction des risques répertoriés conformément au point V-2. L'exploitant doit définir des exigences appropriées pour les résultats et les méthodes, et analyser la qualité fournie.

V-3.e. Corrections et mesures correctives

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

Les activités prévues dans la présente partie sont menées à bien conformément au point V-2.

V-3.f. Registres et documentation

Afin de pouvoir démontrer et garantir la conformité et d'être en mesure de reconstituer les données d'émission déclarées, l'exploitant doit conserver pendant au moins dix ans les informations concernant toutes les activités de contrôle, y compris l'assurance et 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 au IV de la présente annexe.

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

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

A N N E X E II

INCERTITUDES

I. – Méthodes fondées sur le calcul

La présente partie est sous réserve de l'article 26. L'exploitant doit connaître les principales sources d'incertitude lors du calcul des émissions.

I-1. Dans le cas de la méthode fondée sur le calcul, la combinaison des niveaux pour chaque flux de l'installation ainsi que tous les autres aspects concernant la méthode de surveillance sont approuvés au moment de l'acceptation du plan de surveillance par le préfet. De même, l'incertitude résultant directement de l'application correcte de la méthode de surveillance est également approuvée. 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.

I-2. 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.

I-3. Les flux annuels de combustibles/matières consommés doivent être déterminés en intégrant, le cas échéant, l'effet des variations de stock.

Dans le cas des matières ou combustibles marchands, les exploitants peuvent déterminer l'incertitude sur 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 telles que la composition moyenne du combustible ou la variation des stocks. Les informations communiquées par les fournisseurs sont réputées avoir la précision requise.

Dans tous les autres cas, l'exploitant doit apporter une preuve écrite du degré d'incertitude lié à la détermination des données d'activité pour chaque flux, afin de démontrer la conformité aux seuils d'incertitude définis dans les annexes III à X du présent arrêté.

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, 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 :

incertitude d'une somme

- pour les incertitudes non corrélées :

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

- pour les incertitudes interdépendantes :

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

avec :

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

x_i et U_i : quantités mesurées et leurs pourcentages d'incertitude respectifs

incertitude d'un produit

- pour les incertitudes non corrélées :

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

- pour les incertitudes interdépendantes :

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

avec :

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

U_i : pourcentage d'incertitude associé à chaque quantité

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

II. – Méthodes fondées sur la mesure

Comme l'indique l'article 3, un exploitant peut justifier l'utilisation d'une méthode fondée sur la mesure si elle permet de manière fiable de réduire l'incertitude par rapport à la méthode correspondante fondée sur le calcul. 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'inspection des installations classées peut approuver l'emploi par l'exploitant d'un SMC 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 le plan de surveillance de l'installation. Ce faisant, elle accepte l'incertitude résultant directement de l'application correcte de la méthode de surveillance acceptée.

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'inspection des installations classées, 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. Lors de la vérification, l'organisme vérificateur s'assurera de la bonne application de la méthode de surveillance acceptée et vérifiera le traitement et la réduction des incertitudes résiduelles au moyen des procédures de contrôle et d'assurance de la qualité mises en œuvre par l'exploitant.

ANNEXE III

LIGNES DIRECTRICES APPLICABLES
AUX ÉMISSIONS DE COMBUSTION

Cette annexe définit les modalités spécifiques pour la déclaration des émissions de CO₂ des installations suivantes :

- activités relevant du I-A de l'article R. 229-5 du code de l'environnement : 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 ;
- activités relevant du I-B ou du II de l'article R. 229-5 du code de l'environnement : installations de combustion, quelle que soit leur puissance thermique.

La surveillance des émissions dues aux procédés de combustion vise 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.

I. – Identification des sources et flux

Les installations de combustion et les procédés d'épuration émettant du CO₂ qui doivent être pris en compte dans le calcul des émissions diffèrent selon l'activité considérée.

I-1. Installations de combustion et procédés d'épuration relevant du I-B ou du II du tableau de l'article R. 229-5 du code de l'environnement

Est à prendre en compte tout équipement ou machine consommant du combustible, sous réserve de l'article 3 du présent arrêté.

Cela comprend notamment les chaudières, les brûleurs, les turbines, les appareils de chauffage, les hauts-fourneaux, les incinérateurs, les fours, les sécheurs, les étuves, les moteurs, les torchères et les laveurs (émissions dues aux procédés d'épuration mettant en œuvre des carbonates).

I-2. Installations de combustion et procédés d'épuration relevant du I-A du tableau de l'article R. 229-5 du code de l'environnement

I-2.a. Sont à prendre en compte, sous réserve du I-2.b ci-dessous :

- toutes les chaudières, turbines et moteurs à combustion ;
- les installations de combustion utilisées pour la fabrication d'éthylène ou de propylène ;
- les installations de combustion liées à la fabrication de noir de carbone et connexes à celles-ci ;
- les torchères destinées à exploiter le pétrole et le gaz dans des stations en mer, pour l'exploration, l'analyse, le stockage et le traitement de ces substances, ainsi que les torchères dans des terminaux de réception terrestres du pétrole et du gaz exploités dans ces stations ;
- les installations de combustion utilisées dans la fabrication de la laine de roche ;
- les installations de séchage direct utilisées sur les sites de fabrication de produits amylacés et de produits laitiers.

I-2.b. Les équipements suivants sont exclus de la surveillance des émissions :

- les installations utilisant de façon directe un produit de combustion dans un procédé de fabrication, notamment les fours industriels et les installations de réchauffement ou de séchage directs ;
- les dispositifs de régénération des catalyseurs de craquage ;
- les dispositifs de conversion de l'hydrogène sulfuré en soufre ;
- les réacteurs utilisés dans l'industrie chimique ;
- les chaudières de secours destinées uniquement à alimenter des systèmes de sécurité ou à prendre le relais de l'installation principale en cas de défaillance ou lors d'une opération de maintenance de celle-ci ;
- les groupes électrogènes utilisés exclusivement en alimentation de secours.

II. – Calcul des émissions de combustion*II-1. Activités générales de combustion*

Les émissions de CO₂ provenant des installations de combustion sont calculées selon la formule suivante. Le calcul doit être effectué pour chaque combustible et pour chaque activité :

$$\text{Emissions de CO}_2 \text{ (t}^{CO_2}\text{)} = CC \times PCI^* \times FE \times FO$$

(*) pour le gaz naturel, on pourra utiliser le PCS.

avec :

- CC : quantité de combustible consommé au cours de la période de déclaration (t ou Nm³) ;

- PCI : pouvoir calorifique inférieur du combustible (TJ/t ou TJ/Nm³) ;
- PCS : pouvoir calorifique supérieur du combustible (MW.h/Nm³) ;
- FE : facteur d'émission du combustible (t^{co}_2/TJ PCI ou $t^{co}_2/MW.h$ PCS pour le gaz naturel) ;
- FO : facteur d'oxydation du combustible.

L'exploitant peut aussi utiliser des facteurs d'émission exprimés en $t^{co}_2/Nm^3_{\text{combustible}}$ ou $t^{co}_2/t_{\text{combustible}}$, la formule à appliquer est alors la suivante :

$$Emissions\ de\ CO_2 = CC \times FE \times FO$$

Pour le gaz naturel, c'est également cette formule qui s'applique lorsque l'exploitant utilise une quantité de combustible consommé (CC) exprimée en MW.h PCS et un facteur d'émission exprimé en kgCO₂/MW.h PCS.

Les quantités de combustibles consommés et les pouvoirs calorifiques doivent être exprimés sur des bases homogènes (teneur en eau, avec ou sans cendres).

II-1.a. Données d'activité (combustible consommé)

Comme indiqué au I-1 de l'annexe I, la consommation de combustible peut être déterminée soit directement, soit en évaluant la variation de stocks en cas de stockage intermédiaire.

NIVEAUX DE MÉTHODES APPLICABLES	
Incertitude (9) maximale pour la détermination, par l'exploitant ou le fournisseur du combustible, de la consommation de combustible pendant la période de déclaration.	
Niveau 1	± 7,5 %
Niveau 2	± 5,0 %
Niveau 3	± 2,5 %
Niveau 4	± 1,5 %
(9) Cette incertitude ne prend pas en compte l'incertitude sur la variation de stock.	

II-1.b. Pouvoir calorifique inférieur

NIVEAUX DE MÉTHODES APPLICABLES	
Niveau 1	Utilisation des valeurs du tableau 4 de l'annexe I.
Niveau 2a	Utilisation des valeurs du tableau 4 de l'annexe I.
Niveau 2b	Pour les combustibles marchands, on utilise le PCI déterminé sur la base des données d'achat communiquées par le fournisseur.
Niveau 3	Mesure spécifique conformément au III de l'annexe I.

II-1.c. Facteur d'émission

NIVEAUX DE MÉTHODES APPLICABLES	
Niveau 1	Utilisation des valeurs du tableau 4 de l'annexe I.
Niveau 2a	Utilisation des valeurs du tableau 4 de l'annexe I.
Niveau 2b	L'exploitant détermine les facteurs d'émission du combustible à partir de l'un des indicateurs suivants : – mesure de la densité des combustibles liquides ou gazeux utilisés dans l'industrie du raffinage ou la sidérurgie, et – pouvoir calorifique inférieur de certains types de charbons, et d'une relation empirique déterminée au moins une fois par an, conformément au III de l'annexe I. L'exploitant doit s'assurer que la corrélation respecte les règles de l'art et qu'elle n'est appliquée que dans la plage des valeurs pour laquelle l'indicateur a été établi.
Niveau 3	Mesure spécifique conformément au III de l'annexe I.

II-1.d. Facteur d'oxydation

NIVEAUX DE MÉTHODES APPLICABLES	
Niveau 1	Utilisation d'un FO égal à 1 dans la cadre de l'utilisation des FE du tableau 4 de l'annexe I.
Niveau 2	Utilisation d'un FO égal à 1 dans la cadre de l'utilisation des FE du tableau 4 de l'annexe I, sinon utilisation d'un FO égal à 0,990 pour les combustibles solides et à 0,995 pour tous les autres combustibles.
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 au III de l'annexe I.

II-2. Méthode du bilan massique pour la production de noir de carbone et les terminaux de traitement du gaz

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

$$\text{Emissions de CO}_2 [\text{t CO}_2] = (\text{intrants} - \text{produits} - \text{exportations} - \text{variation des stocks}) * 3,664$$

avec :

- intrants [t C] : la totalité du carbone entrant dans les limites de l'installation ;
- produits [t C] : la totalité du carbone présent dans les produits et les matières, y compris les sous-produits, sortant des limites de l'installation ;
- exportations [t C] : 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 [t C] : l'augmentation des stocks de carbone dans les limites de l'installation.

Le calcul se fait de la manière suivante :

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

II-2.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 globalement 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.

NIVEAUX DE MÉTHODES APPLICABLES	
Incertitude maximale pour la détermination des données d'activité.	
Niveau 1	± 7,5 %
Niveau 2	± 5,0 %
Niveau 3	± 2,5 %
Niveau 4	± 1,5 %

II-2.c. Teneur en carbone

NIVEAUX DE MÉTHODES APPLICABLES	
Niveau 1	Détermination sur la base des FE standard énumérés au tableau 4 de l'annexe I ou dans les annexes IV à VI, selon la formule suivante : $\text{Teneur en C} = FE/3,664$
Niveau 2	Détermination conformément au III de l'annexe I pour tout ce qui concerne l'échantillonnage représentatif des combustibles, des produits et des sous-produits, et la détermination de leur teneur en carbone et de la fraction de la biomasse.

II-3. Torchères

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

$$\text{Emissions de CO}_2 = \text{données d'activité} \times FE \times FO$$

II-3.a. Données d'activité

NIVEAUX DE MÉTHODES APPLICABLES	
Incertitude maximale pour la quantité de gaz brûlé.	
Niveau 1	± 17,5 %
Niveau 2	± 12,5 %
Niveau 3	± 7,5 %

II-3.b. Facteur d'émission

NIVEAUX DE MÉTHODES APPLICABLES	
Niveau 1	Application d'un FE de référence de 0,00393 t CO ₂ /m ³ (dans des conditions standards).
Niveau 2a	Utilisation des valeurs du tableau 4 de l'annexe I.
Niveau 2b	Les FE des installations sont déterminées à partir d'une estimation du poids moléculaire du flux brûlé à la torchère, en utilisant une méthode de modélisation du procédé reconnue par l'industrie, par modélisation des processus sur la base de modèles standardisés. Une moyenne annuelle pondérée est obtenue pour le poids moléculaire du gaz brûlé en examinant les proportions relatives et les poids moléculaires de chacun des flux concourants.
Niveau 3	Le facteur d'émission [t CO ₂ /Nm ³ gaz brûlé] est calculé à partir de la teneur en carbone du gaz brûlé, conformément au III de l'annexe I.

II-3.c. Facteur d'oxydation

NIVEAUX DE MÉTHODES APPLICABLES	
Niveau 1	Utilisation d'un FO égal à 1,0.
Niveau 2	Utilisation d'un FO égal à 0,990 (correspondant à une conversion du carbone en CO ₂ à 99 %) pour tous les combustibles solides, et de 0,995 pour tous les autres combustibles.

III. – Calcul des émissions de procédé

Les émissions de CO₂ dues à l'emploi de carbonate pour désulfurer les effluents gazeux sont calculées soit à partir du carbonate acheté, soit à partir du gypse produit. Ces deux méthodes de calcul sont équivalentes.

Le calcul est effectué comme suit :

$$\text{Emissions de CO}_2 \text{ (tco}_2\text{)} = DA \times FE \times FC$$

[A]

avec :

- DA : données d'activités pour le procédé d'épuration ;
- FE : facteur d'émission pour le procédé d'épuration ;
- FC : facteur de conversion.

Il convient d'utiliser un facteur de conversion lorsque le facteur d'émission ne reflète pas la proportion de carbone oxydée. Par défaut, il sera pris égal à 1.

L'élaboration de facteurs de conversion spécifiques devra être faite conformément aux dispositions du III de l'annexe I.

III-1. Méthode basée sur la quantité de carbonates employée

La quantité de CO₂ émise au cours du procédé d'épuration est calculée selon la formule [A] visée plus haut, où :

- la donnée d'activité correspond à la quantité de carbonate sec (exprimée en tonnes) consommée par an par le procédé d'épuration. Cette quantité est mesurée par l'exploitant ou le fournisseur avec une incertitude maximale de $\pm 7,5 \%$;
- le facteur d'émission correspond à l'application des rapports stœchiométriques de conversion des carbonates [t CO₂/t carbonate sec] indiqués dans le tableau 5 de l'annexe I. La valeur peut être ajustée en fonction de la teneur en humidité du carbonate employé et des gangues.

III-2. Méthode basée sur la quantité de gypse produite

La quantité de CO₂ émise au cours du procédé d'épuration est calculée selon la formule [A] visée plus haut, où :

- la donnée d'activité correspond à la quantité de gypse sec (exprimée en tonnes) produit par an par le procédé d'épuration. Cette quantité est mesurée par l'exploitant ou le fournisseur avec une incertitude maximale de $\pm 7,5 \%$;
- le facteur d'émission correspond à l'application du rapport stœchiométrique du gypse déshydraté (CaSO₄, 2H₂O) et du CO₂ dans le procédé, soit FE = 0,2558 t CO₂/t gypse.

IV. – Mesure des émissions de combustion

Il convient d'appliquer les dispositions de l'annexe XI.

V. – Calcul des émissions par défaut

Le calcul par défaut sera basé sur la puissance installée de l'installation de combustion. Si l'arrêté d'exploitation précise le combustible utilisé, l'administration pourra utiliser la formule spécifique au combustible mentionné.

En cas d'utilisation de plusieurs combustibles, la formule correspondant au combustible le plus majorant parmi les combustibles consommés sera utilisée. En cas d'absence de précision sur le combustible utilisé, la formule correspondant au calcul des émissions pour une installation au charbon (cas le plus pénalisant pour l'exploitant) sera utilisée.

Dans les formules suivantes, $P_{\text{installée}}$ correspond à la puissance thermique nominale de l'installation exprimée en MW :

Installation fonctionnant au charbon :

$$\text{émissions (t CO}_2\text{/an)} = 2736 \times P_{\text{installée}} ;$$

Installation fonctionnant au fioul lourd :

$$\text{émissions (t CO}_2\text{/an)} = 2246 \times P_{\text{installée}} ;$$

Installation fonctionnant au fioul domestique :

$$\text{émissions (t CO}_2\text{/an)} = 2160 \times P_{\text{installée}} ;$$

Installation fonctionnant au gaz naturel :

$$\text{émissions (t CO}_2\text{ /an)} = 1642 \times P_{\text{installée}}.$$

A N N E X E I V

LIGNES DIRECTRICES SPÉCIFIQUES

RAFFINERIES DE PÉTROLE

Cette annexe définit les modalités spécifiques pour la déclaration des émissions de CO₂ des raffineries de pétrole, mentionnées à l'article R. 229-5 du code de l'environnement.

I. – Identification des sources et flux

La surveillance des émissions d'une installation englobe toutes les émissions dues aux installations de combustion et de procédés mises en œuvre dans les raffineries et couvertes par l'arrêté préfectoral d'exploitation.

II. – Calcul des émissions de combustion

Les émissions de combustion seront calculées conformément à l'annexe III.

III. – Calcul des émissions de procédé

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

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

Les émissions sont calculées au moyen d'un bilan matières, avec prise en compte de l'état de l'air entrant et des effluents gazeux. L'ensemble du CO présent dans les effluents gazeux doit être comptabilisé comme CO₂, en appliquant la relation massique : $t \text{ CO}_2 = t \text{ CO} \times 1,571$.

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

NIVEAUX DE MÉTHODES APPLICABLES	
Incertitude totale maximale associée aux émissions globales pendant la période de déclaration.	
Niveau 1	± 10,0 %
Niveau 2	± 7,5 %
Niveau 3	± 5,0 %
Niveau 4	± 2,5 %

III-2. Production d'hydrogène

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

$$\text{Emissions de CO}_2 (t\text{CO}_2) = \text{Données_d'activité}_{\text{intrants}} \times FE$$

La donnée d'activité correspond à la quantité d'hydrocarbures traitée.

III-2.a. Données d'activité

NIVEAUX DE MÉTHODES APPLICABLES	
Incertitude maximale pour la détermination de la quantité d'hydrocarbures traitée pendant la période de déclaration.	
Niveau 1	± 7,5 %
Niveau 2	± 2,5 %

III-2.b. Facteur d'émission

NIVEAUX DE MÉTHODES APPLICABLES	
Niveau 1	Application d'une valeur de référence de 2,9 t de CO ₂ par tonne de charge traitée.

NIVEAUX DE MÉTHODES APPLICABLES	
Niveau 2	Application d'un facteur d'émission spécifique [t CO ₂ /t charge] calculé à partir de la teneur en carbone du gaz d'alimentation, déterminée conformément aux dispositions du III de l'annexe I.

IV. – Mesure des émissions de combustion

Il convient d'appliquer les dispositions de l'annexe XI.

V. – Calcul des émissions par défaut

La formule retenue pour le calcul par défaut des émissions des raffineries est :

$$\text{Emissions (tCO}_2\text{/an)} = \text{Capacité de traitement de la raffinerie (t brut/an)} \times 0,23$$

La capacité de traitement est celle fixée par l'arrêté préfectoral d'autorisation.

A N N E X E V

LIGNES DIRECTRICES SPÉCIFIQUES

COKERIES

PRODUCTION ET TRANSFORMATION DE MÉTAUX FERREUX

Cette annexe définit les modalités spécifiques pour la déclaration des émissions de CO₂ des cokeries, des installations de grillage ou de frittage de minerai métallique, et des installations de production de fonte et d'acier, mentionnées à l'article R. 229-5 du code de l'environnement.

Ces trois types d'installation peuvent faire partie d'aciéries dans lesquelles elles sont directement reliées entre elles, 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 préfectorale délivrée à l'installation englobe la totalité de l'aciérie, et pas seulement un type d'installation, 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 II de la présente annexe.

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

Deux méthodes de calcul peuvent être appliquées par l'exploitant : le bilan massique (cf. II ci-après) ou le calcul différencié par source (cf. III et IV ci-après).

Dans le cas de complexe intégré, l'exploitant pourra appliquer l'une ou l'autre de ces deux méthodes sur tout ou partie de ces sources. Dans le cas où l'exploitant choisirait la méthode du bilan massique, le détail des émissions par source ne sera pas exigé.

I. – Identification des sources et flux

Les installations sidérurgiques visées par le présent règlement sont :

- les cokeries ;
- les installations de grillage et de frittage de minerai métallique ;
- les unités de production de fonte et d'acier.

Dans les installations sidérurgiques, les émissions de CO₂ proviennent notamment des sources suivantes :

- matières premières (coke, charbon, carbonates, fonte...) ;
- combustibles (gaz naturel, coke, gaz de haut-fourneau...) ;
- agents réducteurs (coke, charbon...) ;
- consommation d'électrodes de graphite.

II. – Méthode du bilan massique

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

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

avec :

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

Le calcul se fait de la manière suivante :

$$\begin{aligned} \text{Emissions de CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = & [\Sigma (\text{données d'activité}_{\text{intrants}} \times \text{teneur en carbone}_{\text{intrants}}) - \\ & \Sigma (\text{données d'activité}_{\text{produits}} \times \text{teneur en carbone}_{\text{produits}}) - \\ & \Sigma (\text{données d'activité}_{\text{exportations}} \times \text{teneur en carbone}_{\text{exportations}}) - \\ & \Sigma (\text{données d'activité}_{\text{variations des stocks}} \times \text{teneur en carbone}_{\text{variations des stocks}})] \times 3,664 \end{aligned}$$

L'exploitant doit respecter les dispositions du III de l'annexe I pour tout ce qui concerne l'échantillonnage représentatif des combustibles, des produits et sous-produits et l'estimation de leur teneur en carbone et de l'humidité. La comptabilité des matières et combustibles solides (charbon, coke...) sera corrigée de l'humidité.

L'exploitant déclarera également le contenu énergétique des différents flux de matière et de combustible.

L'acier contient des quantités de carbone qui sont extrêmement faibles. Le carbone contenu dans les aciers entrant et sortant n'a pas à être pris en compte dans le bilan carbone.

Les teneurs en carbone associées aux charbons seront déterminées selon les principes ci-dessous :

- si les tas de charbons sont homogènes et correspondent aux chargements de bateaux identifiés, la teneur en carbone associée est celle des analyses effectuées sur le chargement ;
- si les tas de charbons ne sont pas homogènes (c'est-à-dire correspondent au stockage indifférencié de différentes livraisons de charbon), un coefficient moyen pondéré de teneur en carbone peut être retenu sur la base des analyses et des tonnages des chargements. Ce calcul peut être appliqué si l'exploitant réalise une analyse de la teneur en carbone des stocks annuellement pour s'assurer de la cohérence du coefficient moyen pondéré, et qu'il applique cette méthode dans le cas de combustibles de qualité stable, la variabilité de cette qualité devant être documentée.

II-1. Données d'activité

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

NIVEAUX DE MÉTHODES APPLICABLES	
Incertitude maximale pour la détermination des données d'activité.	
Niveau 1	± 7,5 %
Niveau 2	± 5,0 %
Niveau 3	± 2,5 %
Niveau 4	± 1,5 %

II-2. Teneur en carbone

NIVEAUX DE MÉTHODES APPLICABLES	
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 tableau 4 de l'annexe I. Elle est calculée de la manière suivante : $\text{Teneur en C (t/t ou TJ)} = FE \text{ (t CO}_2\text{/t ou TJ)/3,664}$
Niveau 2	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 tableau 4 de l'annexe I. Elle est calculée de la manière suivante : $\text{Teneur en C (t/t ou TJ)} = FE \text{ (t CO}_2\text{/t ou TJ)/3,664}$
Niveau 3	La teneur en carbone des flux entrants ou sortants est déterminée conformément aux dispositions du III de l'annexe I pour tout ce qui concerne l'échantillonnage représentatif des combustibles, des produits et des sous-produits, ainsi que la détermination de leur teneur en carbone et de la fraction de la biomasse.

III. – Calcul des émissions de combustion par type d'activité

Pour les cokeries, les émissions des procédés de combustion mettant en œuvre des combustibles (coke, charbon, gaz naturel, par exemple) qui ne sont pas inclus dans la méthode du bilan massique seront calculées conformément à l'annexe III.

Pour les installations de grillage ou de frittage de minerai métallique et les installations de production de fonte et d'acier, les émissions des procédés de combustion où les combustibles ne sont pas utilisés comme agents réducteurs et ne sont pas issus de réactions métallurgiques sont surveillés et déclarés conformément aux dispositions de l'annexe III.

IV. – Calcul des émissions de procédé par type d'activité

IV-1. Cokeries

Le calcul se fait de la manière suivante :

$$\text{Emissions de CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = \frac{[\sum (\text{données d'activité}_{\text{intrants}} \times FE_{\text{intrants}}) - \sum (\text{données d'activité}_{\text{extrants}} \times FE_{\text{extrants}})]}{\text{Facteur de conversion}}$$

IV-1.a. Données d'activité

Les niveaux de méthodes applicables à la détermination des flux massiques de combustibles entrant et sortant sont les suivants :

NIVEAUX DE MÉTHODES APPLICABLES	
Incertitude maximale pour la détermination du flux massique des combustibles entrant dans l'installation et en sortant pendant la période de déclaration.	
Niveau 1	± 7,5 %
Niveau 2	± 5,0 %
Niveau 3	± 2,5 %
Niveau 4	± 1,5 %

Les niveaux de méthodes applicables à la détermination des pouvoirs calorifiques inférieurs des combustibles entrant et sortant sont les suivants :

NIVEAUX DE MÉTHODES APPLICABLES	
Niveau 1	Utilisation des valeurs du tableau 4 de l'annexe I.

NIVEAUX DE MÉTHODES APPLICABLES	
Niveau 2	Utilisation des valeurs du tableau 4 de l'annexe I.
Niveau 3	Mesure spécifique conformément au III de l'annexe I.

IV-1.b. Facteur d'émission

Les niveaux de méthodes applicables à la détermination des facteurs d'émission des combustibles entrant et sortant sont les suivants :

NIVEAUX DE MÉTHODES APPLICABLES	
Niveau 1	Utilisation des valeurs du tableau 4 de l'annexe I.
Niveau 2	Utilisation des valeurs du tableau 4 de l'annexe I.
Niveau 3	Mesure spécifique conformément au III de l'annexe I.

IV-2. Installations de production de fonte et d'acier

Le calcul se fait de la manière suivante :

$$\frac{\text{Emissions de } CO_2 [t \text{ } CO_2]}{\sum (\text{données d'activité}_{\text{intrants}} \times FE_{\text{intrants}}) - \sum (\text{données d'activité}_{\text{extrants}} \times FE_{\text{extrants}})}$$

IV-2.a. Données d'activité

Les niveaux de méthodes applicables à la détermination des flux massiques de combustibles ou matières entrant et sortant sont les suivants :

NIVEAUX DE MÉTHODES APPLICABLES	
Incertitude maximale pour la détermination du flux massique des combustibles ou matières entrant dans l'installation et en sortant pendant la période de déclaration.	
Niveau 1	± 7,5 %
Niveau 2	± 5,0 %
Niveau 3	± 2,5 %
Niveau 4	± 1,5 %

Le cas échéant, les niveaux de méthodes applicables à la détermination des pouvoirs calorifiques inférieurs des combustibles ou matières entrant et sortant sont les suivants :

NIVEAUX DE MÉTHODES APPLICABLES	
Niveau 1	Utilisation des valeurs du tableau 4 de l'annexe I.
Niveau 2	Utilisation des valeurs du tableau 4 de l'annexe I.
Niveau 3	Mesure spécifique conformément au III de l'annexe I.

IV-2.b. Facteur d'émission

Les niveaux de méthodes applicables à la détermination des facteurs d'émission des combustibles ou matières entrant et sortant sont les suivants :

NIVEAUX DE MÉTHODES APPLICABLES	
Niveau 1	Utilisation des valeurs du tableau 4 de l'annexe I, et de celles du tableau 8 ci-dessous.
Niveau 2	Utilisation des valeurs du tableau 4 de l'annexe I, et de celles du tableau 8 ci-dessous.
Niveau 3	Mesure spécifique conformément au III de l'annexe I.

Tableau 8. – Facteurs d'émission de référence

DESCRIPTION DU TYPE DE COMBUSTIBLE ou matière	FACTEUR D'ÉMISSION (t CO ₂ /t)
CaCO ₃ -MgCO ₃ .	0,477
Fer préréduit.	0,07
Electrode de carbone pour four à arc électrique.	3,00
Carbone de charge pour four à arc électrique.	3,04
Fer aggloméré à chaud.	0,07
Gaz de convertisseur à l'oxygène.	1,28
Coke de pétrole.	3,07
Fonte achetée.	0,15
Ferraille.	0,15
Acier.	0,04

IV-3. Installations de grillage
ou de frittage de minerai métallique

Le calcul se fait de la manière suivante :

$$\sum (données\ d'activité_{intrants\ du\ procédé} \times Emissions\ de\ CO_2\ [t\ CO_2] = FE \times FC)$$

IV-3.a. Données d'activité

NIVEAUX DE MÉTHODES APPLICABLES	
Incertitude maximale pour la détermination par pesage des quantités de carbonates et de résidus de procédé utilisées comme matières entrantes dans le procédé pendant la période de déclaration.	
Niveau 1	± 5,0 %
Niveau 2	± 2,5 %

IV-3.b. Facteur d'émission

NIVEAUX DE MÉTHODES APPLICABLES	
Niveau 1	Pour les carbonates : application des rapports stœchiométriques figurant au tableau 5 de l'annexe I, et au tableau 8 ci-dessus. Pour les résidus de procédés : des facteurs d'émission spécifiques sont déterminés conformément aux dispositions du III de l'annexe I.

IV-3.c. Facteur de conversion

NIVEAUX DE MÉTHODES APPLICABLES	
Niveau 1	Utilisation d'un facteur de conversion égal à 1,0.
Niveau 2	Les facteurs d'activité spécifiques sont déterminés conformément aux dispositions du III de l'annexe I, en estimant la quantité de carbone contenue dans les produits de frittage et dans la poussière filtrée. Si de la poussière filtrée est réemployée dans le procédé, la quantité de carbone [t] qui y est contenue ne doit pas être prise en compte afin d'éviter une double comptabilisation.

V. – Mesure des émissions de CO₂

Il convient d'appliquer les dispositions de l'annexe XI.

VI. – Calcul des émissions par défaut

Deux formules sont proposées en fonction du type de l'installation concernée : aciérie électrique ou aciérie à l'oxygène. Pour cette dernière on considérera l'ensemble des émissions du site intégré. La capacité de production est celle fixée par l'arrêté préfectoral d'autorisation.

Les formules retenues pour le calcul par défaut des émissions sont :

Aciérie électrique

Emissions (tCO₂/an) = Capacité de production de l'aciérie électrique (t_{acier}/an) × 0,5

Site sidérurgique intégré

Emissions (tCO₂/an) = Capacité de production du site intégré (t_{acier} ou t_{fonte}/an) × 2

ANNEXE VI

LIGNES DIRECTRICES SPÉCIFIQUES

PRODUCTION DE CIMENT CLINKER

Cette annexe définit les modalités spécifiques pour la déclaration des émissions de CO₂ des installations de production de ciment clinker, mentionnées à l'article R. 229-5 du code de l'environnement.

Pour le calcul des émissions de CO₂ issues de la décarbonatation, seules les émissions directes de CO₂ sont retenues, les émissions indirectes (achat de clinker, laitier, cendres ou électricité externe) ne sont pas comptabilisées.

I. – Identification des sources et flux

Lors de la fabrication du ciment et du clinker, les émissions de CO₂ ont deux origines :

- émissions liées à la combustion :
 - combustibles fossiles classiques alimentant les fours ;
 - combustibles fossiles dérivés et autres combustibles carbonés de substitution ;
 - combustibles issus de la biomasse (déchets de la biomasse) ;
 - combustibles consommés dans des équipements connexes (hors fours) ;
 - épuration des effluents gazeux ;
- émissions liées au procédé :
 - calcination des carbonates contenus dans les matières premières.

II. – Calcul des émissions de combustion

Les émissions de combustion seront calculées conformément à l'annexe III.

Dans les fours à ciment, la combustion incomplète des combustibles fossiles est négligeable, en raison des températures de combustion très élevées, du temps de séjour prolongé dans les fours et de la faible teneur en carbone résiduel du clinker. Le carbone contenu dans les combustibles alimentant les fours doit donc être considéré comme totalement oxydé (facteur d'oxydation = 1).

III. – Calcul des émissions de procédé

Les émissions de CO₂ liées au procédé résultent :

- de la calcination des carbonates dans les matières premières utilisées pour produire le clinker ;
- de la calcination partielle ou totale des poussières des fours à ciment ou des poussières de *by-pass* retirées du procédé ;
- et, dans certains cas, du carbone non issu de carbonates présent dans les matières premières.

Le CO₂ dégagé lors de la calcination des poussières des fours à ciment ou de *by-pass* doit être pris en compte pour les installations dans lesquelles ces poussières quittent le système du four (voir III-2), de même que les émissions potentielles liées au carbone non issu de carbonates présent dans la farine crue (voir III-3). Les émissions liées à la production de clinker, aux poussières des fours à ciment ou de *by-pass* dans les matières entrantes sont calculées séparément et ajoutées au total des émissions :

$$\begin{aligned} \text{Emissions de CO}_2 \text{ total procédé} = \\ \text{émissions de CO}_2 \text{ clinker} + \text{émissions de CO}_2 \text{ poussières} \\ + \text{émissions de CO}_2 \text{ carbone non issu de carbonates} \end{aligned}$$

III-1. Emissions de CO₂ liées à la production de clinker

Deux méthodes sont disponibles pour déterminer les émissions de CO₂ issues de la décarbonatation :

- la méthode A basée sur la teneur en carbonates des matières utilisées pour alimenter le procédé ;
- la méthode B basée sur la production de clinker.

Ces méthodes sont considérées comme équivalentes et chacune d'elles peut être utilisée par l'exploitant pour procéder à une validation croisée des résultats.

L'exploitant ne peut passer d'une méthode à l'autre que s'il est en mesure de démontrer que ce changement permettra d'accroître ou maintenir la précision de la surveillance et de la quantification des émissions.

III-1.a. Méthode A : matières entrantes

Le calcul se fonde sur la teneur en carbonate des matières utilisées pour alimenter le procédé (y compris les cendres volantes ou le laitier de haut fourneau), les poussières des fours à ciment et de *by-pass* étant déduites de la consommation de matières premières et les émissions correspondantes étant calculées conformément au III-2 de la présente annexe, dans le cas où les poussières des fours à ciment et de *by-pass* quittent le système du four. Le carbone non issu de carbonates étant pris en compte dans cette méthode, le III-3 de la présente annexe ne s'applique pas.

Les émissions de CO₂ sont calculées selon la formule suivante :

$$\text{émissions CO}_2 \text{ clinker} = \sum [\text{données activité} \times \text{facteur d'émission} \times \text{facteur de conversion}]$$

i) 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 « by-passées ». 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.

NIVEAUX DE MÉTHODE APPLICABLES	
Incertitude maximale pour la détermination de la quantité nette de matières entrantes [t] consommées pendant la période de déclaration (les poussières de four sortant du procédé avec les gaz d'exhaure sont déduites).	
Niveau 1	± 7,5 %
Niveau 2	± 5,0 %
Niveau 3	± 2,5 %

Pour la détermination des données d'activités, il est possible d'utiliser les méthodes de reporting existantes au sein de l'installation. L'utilisation de ces méthodes devra être clairement mentionnée dans le plan de surveillance. Celui-ci comprendra ainsi une description des méthodes employées, ainsi qu'une explicitation du calcul de l'incertitude finalement obtenue.

ii) 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 stœchiométriques indiqués dans le tableau 5 de l'annexe I sont utilisés pour convertir les données sur la composition en facteurs d'émission.

NIVEAU DE MÉTHODE APPLICABLE	
Niveau 1	La quantité de carbonates, dont CaCO ₃ et MgCO ₃ , dans chaque matière entrante alimentant le four est déterminée conformément aux dispositions du III de l'annexe I. Il est possible de recourir à des méthodes thermogravimétriques.

iii) Facteur de conversion

NIVEAUX DE MÉTHODE APPLICABLES	
Niveau 1	Par mesure de prudence, on considère que la quantité de carbonates quittant le four est nulle, autrement dit que la calcination est totale, ce qui se traduit par un facteur de conversion de 1.
Niveau 2	Les carbonates et les autres substances carbonées quittant le four dans le clinker sont pris en compte au moyen d'un facteur de conversion compris entre 0 et 1. L'exploitant peut considérer que la conversion est complète pour une ou plusieurs matières entrantes et imputer les carbonates et autres substances carbonées non convertis aux matières entrantes restantes. La détermination des paramètres chimiques utiles des produits est effectuée conformément aux dispositions du III de l'annexe I.

III-1.b. Méthode B : quantité de clinker produite

Le calcul se fonde sur la quantité de clinker produite.

Les émissions de CO₂ sont calculées selon la formule suivante :

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

i) 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) :

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

Le rapport ciment/clinker est soit déterminé pour chacun des produits en ciment sur la base des dispositions du III de l'annexe I, soit calculé à partir de la différence entre les livraisons et la variation des stocks de ciment et l'ensemble des matières utilisées comme additifs dans le ciment, y compris les poussières de *by-pass* et les poussières des fours à ciment ;

- soit sur la base du clinker consommé pour la fabrication 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) :

$$\begin{aligned} \text{clinker produit [t]} = & \\ & \text{clinker consommé pour la fabrication du ciment [t]} \\ & - \text{clinker fourni [t]} + \text{clinker expédié [t]} \\ & - \text{variation du stock de clinker [t]} \end{aligned}$$

NIVEAUX DE MÉTHODE APPLICABLES	
	Incertitude maximale pour la détermination de la quantité de clinker produite [t] pendant la période de déclaration

NIVEAUX DE MÉTHODE APPLICABLES	
Niveau 1	± 5,0 %
Niveau 2	± 2,5 %

Pour la détermination des données d'activités, il est possible d'utiliser les méthodes de reporting existantes au sein de l'installation. L'utilisation de ces méthodes devra être clairement mentionnée dans le plan de surveillance. Celui-ci comprendra ainsi une description des méthodes employées, ainsi qu'une explicitation du calcul de l'incertitude finalement obtenue.

ii) Facteur d'émission

NIVEAUX DE MÉTHODE APPLICABLES	
Niveau 1	Facteur d'émission : 0,525 t CO ₂ /t clinker.
Niveau 2	Facteur d'émission : 0,525 t CO ₂ /t clinker.
Niveau 3	La quantité de CaO et de MgO présente dans le produit est déterminée conformément aux dispositions du III de l'annexe I. Les rapports stoechiométriques indiqués dans le tableau 5 de l'annexe I 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.

iii) Facteur de conversion

NIVEAUX DE MÉTHODE APPLICABLES	
Niveau 1	Par mesure de prudence, on considère que la quantité de CaO et de MgO (autres que carbonates) dans les matières premières est nulle, autrement dit que la quantité totale de Ca et de Mg présente dans le produit provient des matières premières carbonatées, ce qui se traduit par des facteurs de conversion de 1.
Niveau 2	La quantité de CaO et de MgO (autres que carbonates) dans les matières premières se traduit par des facteurs de conversion dont la valeur se situe entre 0 et 1, la valeur 1 correspondant à une conversion totale des carbonates contenus dans les matières premières en oxydes. La détermination des paramètres chimiques des matières premières est effectuée conformément au III de l'annexe I. Il est possible de recourir à des méthodes thermogravimétriques.

III-2. Emissions de CO₂ liées aux poussières éliminées

Le CO₂ provenant des poussières de *by-pass* ou des poussières des fours à ciment est calculé sur la base des quantités de poussières sortant du système du four et du facteur d'émission calculé comme pour le clinker (avec toutefois des teneurs en CaO et MgO potentiellement différentes), corrigé de la calcination partielle des poussières des fours à ciment.

Les émissions sont calculées de la façon suivante :

$$\text{émissions de CO}_2_{\text{poussières}} = \text{données d'activité} \times \text{facteur d'émission}$$

III-2.a. Données d'activité

NIVEAUX DE MÉTHODE APPLICABLES	
Niveau 1	La quantité [t] de poussières des fours à ciment ou de poussières de <i>by-pass</i> (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 ou de poussières de <i>by-pass</i> (le cas échéant) sortant du système du four pendant une période donnée est déterminée avec une incertitude maximale inférieure à 7,5 %.

III-2.b. Facteur d'émission

NIVEAUX DE MÉTHODE APPLICABLES	
Niveau 1	Application de la valeur de référence de 0,525 t CO ₂ par tonne de clinker aux poussières de fours à ciment et aux poussières de <i>by-pass</i> sortant du système du four.
Niveau 2	Le facteur d'émission est calculé à partir du degré de calcination des poussières des fours à ciment. Le degré de calcination et la composition sont déterminés au moins une fois par an conformément aux dispositions du III de l'annexe I. La relation entre le degré de calcination des poussières des fours et les émissions de CO₂ par tonne de poussières de fours est non linéaire. Ce facteur d'émission est déterminé à partir de la formule suivante : $FE_{poussières} = \frac{\frac{FE_{cl}}{1 + FE_{cl}} \times d}{1 - \frac{FE_{cl}}{1 + FE_{cl}} \times d}$ avec : - FE_{poussières} = facteur d'émission des poussières de four partiellement calcinées (t_{CO2}/t_{poussières des fours}) - FE_{cl} = facteur d'émission du clinker fixé à 525 t_{CO2} / t_{clinker} - d = degré de calcination des poussières des fours (rejet de CO₂ = % du CO₂ total du carbonate contenu dans le mélange brut).

III-3. Emissions de CO₂ 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 :

$$\text{émissions de CO}_2 \text{ carbone non issu de carbonates dans la farine crue} = \text{données d'activité} \times \text{facteur d'émission} \times \text{facteur de conversion}$$

III-3.a. Données d'activité

NIVEAUX DE MÉTHODE APPLICABLES	
Incertitude maximale pour la détermination de la quantité de matière première [t] consommée pendant la période de déclaration	
Niveau 1	± 15 %
Niveau 2	± 7,5 %

III-3.b. Facteur d'émission

NIVEAUX DE MÉTHODE APPLICABLES	
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 III de l'annexe I.

III-3.c. Facteur de conversion

NIVEAUX DE MÉTHODE APPLICABLES	
Niveau 1	Facteur de conversion : 1,0.
Niveau 2	Le facteur de conversion est calculé en appliquant les meilleures pratiques publiées par l'industrie.

IV. – Mesure des émissions de CO₂

Il convient d'appliquer les dispositions de l'annexe XI.

V. – Calcul des émissions par défaut

La formule retenue pour le calcul par défaut des émissions des installations de production de clinker est :

$$\text{émissions (t CO}_2\text{/an)} = \text{capacité de production de la cimenterie (t clinker/an)} \times 0,9$$

La capacité de production est celle fixée par l'arrêté préfectoral d'autorisation.

ANNEXE VII

LIGNES DIRECTRICES SPÉCIFIQUES

PRODUCTION DE CHAUX

Cette annexe définit les modalités spécifiques pour la déclaration des émissions de CO₂ des installations destinées à la production de chaux, mentionnées à l'article R. 229-5 du code de l'environnement.

Pour le calcul des émissions de CO₂ issues de la décarbonatation, seules les émissions directes de CO₂ sont retenues, les émissions indirectes telles que l'électricité externe ne sont pas comptabilisées car déclarées par ailleurs.

I. – Identification des sources et flux

Lors de la fabrication de chaux, les émissions de CO₂ ont deux origines :

- émissions liées à la combustion :
 - combustibles fossiles classiques alimentant les fours ;
 - combustibles fossiles dérivés et autres combustibles carbonés de substitution ;
 - combustibles issus de la biomasse (déchets de la biomasse) ;
 - autres combustibles ;
 - épuration des effluents gazeux ;
- émissions liées au procédé :
 - calcination du calcaire et de la dolomie contenus dans les matières premières.

II. – Calcul des émissions de combustion

Les émissions de combustion seront calculées conformément à l'annexe III.

III. – Calcul des émissions de procédé

Les émissions de procédé sont liées à la calcination et à l'oxydation du carbone organique présent dans les matières premières. Au cours de la calcination dans le four, du CO₂ se dégage des carbonates contenus dans les matières premières. Le CO₂ provenant de la calcination est directement lié à la production de chaux.

Au niveau de l'installation le CO₂ provenant de la calcination peut être calculé selon deux méthodes :

- une méthode A basée sur la teneur en carbonates contenus dans les matières utilisées (principalement calcaire et dolomie) convertis lors du procédé de fabrication ;
- une méthode B basée sur la quantité d'oxydes alcalino-terreux contenus dans la chaux produite.

Ces méthodes sont considérées comme équivalentes et chacune d'elles peut être utilisée par l'exploitant pour procéder à une validation croisée des résultats.

L'exploitant ne peut passer d'une méthode à l'autre que s'il est en mesure de démontrer que ce changement permettra d'accroître ou maintenir la précision de la surveillance et de la déclaration des émissions.

III-1. Méthode A : Carbonates

Le calcul se fonde sur la quantité de carbonate de calcium et de carbonate de magnésium présente dans les matières premières consommées.

Les émissions de CO₂ sont calculées selon la formule suivante :

$$\text{émissions CO}_2 = \sum [\text{données activité}_{\text{intrants}} \times \text{facteur d'émission} \times \text{facteur de conversion}]$$

III-1.a. Données d'activité

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

NIVEAUX DE MÉTHODE APPLICABLES	
Incertitude maximale pour la détermination de la quantité nette de matières entrantes [t] consommées pendant la période de déclaration	
Niveau 1	± 7,5 %
Niveau 2	± 5,0 %
Niveau 3	± 2,5 %

III-1.b. Facteur d'émission

NIVEAU DE MÉTHODE APPLICABLE	
Niveau 1	Les facteurs d'émission sont calculés et déclarés en unités de masse de CO ₂ rejeté par tonne de chacune des matières entrantes. Les rapports stœchiométriques indiqués dans le tableau 5 de l'annexe I sont utilisés pour convertir les données sur la composition en facteurs d'émission. La quantité de CaCO ₃ et MgCO ₃ et de carbone organique (le cas échéant) dans chaque matière entrante est déterminée conformément aux dispositions du III de l'annexe I.

III-1.c. Facteur de conversion

NIVEAUX DE MÉTHODE APPLICABLES	
Niveau 1	Par mesure de prudence, on considère que la quantité de carbonates quittant le four est nulle, autrement dit que la calcination est totale, ce qui se traduit par un facteur de conversion de 1.
Niveau 2	Les carbonates sortant du four dans la chaux sont déterminés au moyen d'un facteur de conversion compris entre 0 et 1. L'exploitant peut considérer que la conversion est complète pour une ou plusieurs matières entrantes et imputer les carbonates et autres substances carbonées non convertis aux matières entrantes restantes. La détermination des paramètres chimiques utiles des produits est effectuée conformément aux dispositions du III de l'annexe I.

III-2. Méthode B : Oxydes alcalino-terreux

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

Les émissions de CO₂ sont calculées selon la formule suivante :

$$\text{émissions CO}_2 = \sum [\text{données activité}_{\text{extrants}} \times \text{facteur d'émission} \times \text{facteur de conversion}]$$

III-2.a. Données d'activité

NIVEAUX DE MÉTHODE APPLICABLES	
Incertitude maximale pour la détermination de la quantité de chaux [t] produite pendant la période de déclaration	
Niveau 1	± 5,0 %
Niveau 2	± 2,5 %

III-2.b. Facteur d'émission

NIVEAU DE MÉTHODE APPLICABLE	
Niveau 1	Les rapports stœchiométriques indiqués dans le tableau 5 de l'annexe I sont utilisés pour convertir les données sur la composition en facteurs d'émission, en considérant que la quantité totale de CaO et MgO provient des carbonates correspondants. La quantité de CaO et MgO et de carbone organique (le cas échéant) dans chaque matière entrante est déterminée conformément aux dispositions du III de l'annexe I.

III-2.c. Facteur de conversion

NIVEAUX DE MÉTHODE APPLICABLES	
Niveau 1	Par mesure de prudence, on considère que la teneur en Ca et en Mg des matières premières est nulle, autrement dit que la quantité totale de Ca et de Mg présente dans le produit provient des matières premières carbonatées, ce qui se traduit par des facteurs de conversion de 1.
Niveau 2	La quantité de CaO et de MgO déjà présente dans les matières premières se traduit par des facteurs de conversion dont la valeur se situe entre 0 et 1, la valeur 1 correspondant à une conversion totale des carbonates contenus dans les matières premières en oxydes. La détermination des paramètres chimiques utiles des produits est effectuée conformément aux dispositions du III de l'annexe I.

IV. – Mesure des émissions de CO₂

Il convient d'appliquer les dispositions de l'annexe XI.

V. – Calcul des émissions par défaut

La formule par défaut retenue pour le calcul des émissions des installations de production de chaux est :

$$\text{Emissions (t}_{\text{CO}_2}\text{/an)} = \text{Capacité de production de l'installation (t}_{\text{chaux}}\text{/an)} \times 1,1$$

La capacité de production est celle fixée par l'arrêté préfectoral d'autorisation.

ANNEXE VIII

LIGNES DIRECTRICES SPÉCIFIQUES

PRODUCTION DE VERRE

Cette annexe définit les modalités spécifiques pour la déclaration des émissions de CO₂ des installations destinées à la production de verre, mentionnées à l'article R. 229-5 du code de l'environnement. Elle s'applique également aux installations destinées à la production de verres solubles et de laine de roche.

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

I. – Identification des sources et flux

Dans les installations de production de verre, les émissions de CO₂ peuvent avoir deux origines :

– émissions liées à la combustion :

- combustibles fossiles classiques consommés sur le site (fuel lourd et gaz naturel) ;
- autres combustibles (par exemple propane, butane) ;
- émissions de procédé :
 - transformation des carbonates contenus dans la matière première ;
 - additifs contenant du carbone (par exemple coke sous ses diverses formes).

II. – Calcul des émissions de combustion

Les émissions de combustion seront calculées conformément à l'annexe III.

III. – Calcul des émissions 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 calculé en se fondant sur la quantité convertie de carbonates provenant de la matière première – principalement soude, chaux/calcaire, dolomie et autres carbonates alcalins et alcalino-terreux additionnés de débris de verre recyclés (ou calcin).

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

$$\begin{aligned} \text{émissions CO}_2 &= \Sigma [\text{données activité} \times \text{facteur d'émission}] \\ &+ \Sigma [\text{additif} \times \text{facteur d'émission}] \end{aligned}$$

III-1. Données d'activité

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

NIVEAUX DE MÉTHODE APPLICABLES	
Incertitude maximale pour la détermination, par type de matière première, de la masse totale [t] de matières premières carbonatées ou d'additifs carbonés consommée pendant la période de déclaration	
Niveau 1	± 2,5 %
Niveau 2	± 1,5 %

III-2. Facteur d'émission

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 stœchiométriques indiqués dans le tableau 5 de l'annexe I sont utilisés pour convertir les données sur la composition en facteurs d'émission.

NIVEAUX DE MÉTHODE APPLICABLES	
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 III de l'annexe I.

IV. – Mesure des émissions de CO₂

Il convient d'appliquer les dispositions de l'annexe XI.

V. – Calcul des émissions par défaut

Les émissions de CO₂ des verreries sont très dépendantes du type de verre fabriqué (verre plat, verre d'emballage, verre domestique et flaconnage, fibres de verre [renforcement], laine de verre, verre technique et autres).

La capacité de production est celle fixée par l'arrêté préfectoral d'autorisation.

Les formules par défaut retenues pour le calcul des émissions sont les suivantes :

Verre plat :

Emissions (tCO₂/an) = Capacité de production de la verrerie (t/an) × 0,75

Verre d'emballage (bouteilles et pots) :

Emissions (tCO₂/an) = Capacité de production de la verrerie (t/an) × 0,7

Verre domestique, flaconnage :

Emissions (tCO₂/an) = Capacité de production de la verrerie (t/an) × 1,7

Laine de verre :

Emissions (tCO₂/an) = Capacité de production de la verrerie (t/an) × 0,6

Fibres de renforcement :

Emissions (tCO₂/an) = Capacité de production de la verrerie (t/an) × 1

Verres techniques et autres :

Emissions (tCO₂/an) = Capacité de production de la verrerie (t/an) × 1,3

ANNEXE IX

LIGNES DIRECTRICES SPÉCIFIQUES

FABRICATION DE PRODUITS CÉRAMIQUES

Cette annexe définit les modalités spécifiques pour la déclaration des émissions de CO₂ des installations destinées à la fabrication par cuisson de produits céramiques, mentionnées à l'article R. 229-5 du code de l'environnement.

Pour le calcul des émissions de CO₂ issues de la décarbonatation, seules les émissions directes de CO₂ sont retenues, les émissions indirectes telles que l'électricité externe ne sont pas comptabilisées, car déclarées par ailleurs.

I. – Identification des sources et flux

Lors de la fabrication de produits céramiques par cuisson, les émissions de CO₂ ont deux origines :

- émissions liées à la combustion :
 - combustibles fossiles classiques alimentant les fours ;
 - combustibles fossiles dérivés et matières premières de substitution ;
 - combustibles issus de la biomasse (déchets de la biomasse) ;
 - autres combustibles ;
- émission du procédé :
 - calcination du calcaire et de la dolomie contenus dans les matières premières ;
 - matières organiques contenues dans les matières premières argileuses ;
 - additifs destinés à augmenter la porosité (sciure de bois, résidus de l'industrie papetière ou polystyrène) ;
 - additifs destinés à améliorer les caractéristiques physico-chimiques des produits en œuvre (CaCO₃, BaCO₃) ;
 - calcaire destiné à réduire les polluants atmosphériques.

II. – Calcul des émissions de combustion

Les émissions de combustion seront calculées conformément à l'annexe III.

III. – Calcul des émissions de procédé

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

Le calcul est effectué comme suit :

$$\begin{aligned} \text{émissions de CO}_2 \text{ total} &= \text{émissions de CO}_2 \text{ matières entrantes} \\ &+ \text{émissions de CO}_2 \text{ épuration des effluents gazeux} \end{aligned}$$

III-1. Emissions de CO₂ provenant des matières entrantes

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

III-1.a. Méthode 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.

Les émissions de CO₂ sont calculées selon la formule suivante :

$$\text{émissions CO}_2 = \sum [\text{données activité}_{\text{intrants}} \times \text{facteur d'émission} \times \text{facteur de conversion}]$$

i) 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 ».

NIVEAUX DE MÉTHODE APPLICABLES	
Incertitude maximale pour la détermination de la quantité de chacune des matières premières ou de chacun des additifs [t] consommé pendant la période de déclaration (hormis les pertes).	
Niveau 1	± 7,5 %
Niveau 2	± 5,0 %
Niveau 3	± 2,5 %

ii) Facteur d'émission

Un facteur d'émission agrégé comprenant le carbone organique et inorganique 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 et le carbone organique pour chaque flux. Le cas échéant, les rapports stœchiométriques indiqués dans le tableau 5 de l'annexe I 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 I-2.d et du III-4 de l'annexe I.

NIVEAUX DE MÉTHODE APPLICABLES	
Niveau 1	Par mesure de prudence, on utilise, pour le calcul des émissions, une valeur de 0,2 tonne de CaCO ₃ (correspondant à 0,087 94 tonne de CO ₂) 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 III de l'annexe I.

iii) Facteur de conversion

NIVEAUX DE MÉTHODE APPLICABLES	
Niveau 1	Par mesure de prudence, on considère que la quantité de carbonates et autres substances carbonées quittant le four dans les produits est nulle, autrement dit que la calcination est totale, ce qui se traduit par un facteur de conversion de 1.
Niveau 2	Les carbonates et le carbone sortant du four se traduisent par des facteurs de conversion d'une valeur située entre 0 et 1, la valeur 1 correspondant à une conversion complète des carbonates ou du carbone. La détermination des paramètres chimiques utiles des produits est effectuée conformément aux dispositions du III de l'annexe I.

III-1.b. Méthode B : Oxydes alcalino-terreux

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

Les émissions de CO₂ sont calculées selon la formule suivante :

$$\text{émissions CO}_2 = \sum [\text{données activité} \times \text{facteur d'émission} \times \text{facteur de conversion}]$$

i) 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.

NIVEAUX DE MÉTHODE APPLICABLES	
Incertitude maximale pour la détermination de la masse [t] des produits fabriqués pendant la période de déclaration.	
Niveau 1	± 7,5 %
Niveau 2	± 5,0 %
Niveau 3	± 2,5 %

ii) Facteur d'émission

Un facteur d'émission agrégé sera calculé sur la base de la teneur du produit en oxydes métalliques concernés, au moyen des rapports stœchiométriques du tableau 5 de l'annexe I.

NIVEAUX DE MÉTHODE APPLICABLES	
Niveau 1	Par mesure de prudence, on utilise, pour le calcul des émissions, une valeur de 0,123 tonne de CaO (correspondant à 0,096 42 tonne de CO ₂) 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 III de l'annexe I.

iii) Facteur de conversion

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

NIVEAUX DE MÉTHODE APPLICABLES	
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 utiles des produits est effectuée conformément aux dispositions du III de l'annexe I.

III-2. Emissions de CO₂ provenant du calcaire utilisé pour limiter les polluants atmosphériques et dans les autres opérations d'épuration des effluents gazeux

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

Les émissions sont calculées de la façon suivante :

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

III-2.a. Données d'activité

NIVEAU DE MÉTHODE APPLICABLE	
Niveau 1	La quantité [t] de CaCO ₃ sec consommée pendant la période de déclaration est déterminée par pesage, avec une incertitude maximale inférieure à ± 7,5 %.

III-2.b. Facteur d'émission

NIVEAU DE MÉTHODE APPLICABLE	
Niveau 1	Application des rapports stœchiométriques du CaCO ₃ figurant dans le tableau 5 de l'annexe I.

IV. – Mesure des émissions de CO₂

Il convient d'appliquer les dispositions de l'annexe XI.

V. – Calcul des émissions par défaut

La formule par défaut retenue pour le calcul des émissions des installations de production de produits céramiques est :

$$\text{Emissions (t}_{\text{CO}_2}\text{/an)} = \text{Capacité de production de l'installation (t de produit fabriqué)} \times 0,48$$

La capacité de production est celle fixée par l'arrêté préfectoral d'autorisation.

Toutefois, compte tenu de la variabilité des émissions spécifiques des différents process, un coefficient d'émission spécifique adapté pourra être appliqué.

A N N E X E X

LIGNES DIRECTRICES SPÉCIFIQUES

PRODUCTION DE PAPIER ET PÂTE À PAPIER

Cette annexe définit les modalités spécifiques pour la déclaration des émissions de CO₂ des installations destinées à la fabrication de papier et de pâte à papier, mentionnées à l'article R. 229-5 du code de l'environnement.

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

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

I. – Identification des sources et flux

Lors de la production de pâte à papier et papier, les émissions de CO₂ ont deux origines :

- émissions liées à la combustion :
 - chaudières, turbines à gaz et autres appareils de combustion produisant de la vapeur ou de l'électricité ;
 - chaudières de régénération et autres appareils brûlant de la liqueur noire ;
 - incinérateurs ;
 - fours à chaux et fours de calcination ;
 - épuration des effluents gazeux ;
 - sécheurs consommant du gaz ou d'autres combustibles fossiles (par exemple, sécheurs à infrarouge) ;
- émissions du procédé :
 - émissions dues à l'utilisation de carbonates comme produit chimique d'appoint.

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, n'entre pas dans le champ de la présente annexe.

II. – Calcul des émissions de combustion

Les émissions de combustion seront calculées conformément à l'annexe III.

III. – Calcul des émissions de procédé

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

On 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 dans l'atmosphère.

Un apport de calcium est nécessaire en raison des pertes en provenance de la zone de caustification, et il peut être noté que ces pertes sont pour la plupart sous forme de carbonate de calcium.

Dans le cas où les apports ne sont pas sous forme de chaux mais de carbonate, les émissions de CO₂ du procédé sont déterminées à l'aide de la formule suivante :

$$\text{émissions CO}_2 = \Sigma [\text{données activité} \times \text{facteur d'émission}]$$

III-1. Données d'activité

NIVEAUX DE MÉTHODE APPLICABLES	
Incertitude maximale pour la détermination des quantités [t] de CaCO ₃ et de Na ₂ CO ₃ consommées dans le procédé pendant la période de déclaration.	
Niveau 1	± 2,5 %
Niveau 2	± 1,5 %

III-2. Facteur d'émission

NIVEAU DE MÉTHODE APPLICABLE	
Niveau 1	Application des rapports stœchiométriques [t _{CO2} /t _{CaCO3}] et [t _{CO2} /t _{Na2CO3}] concernant les carbonates non issus de la biomasse indiqués dans le tableau 5 de l'annexe I. Les carbonates issus de la biomasse sont pondérés d'un facteur d'émission de 0 [t _{CO2} /t _{carbonate}].

IV. – Mesure des émissions de CO₂

Il convient d'appliquer les dispositions de l'annexe XI.

V. – Calcul des émissions par défaut

Compte tenu de la part très marginale des émissions liées aux procédés et du manque de données relatives à ces émissions, seules les émissions de la combustion seront prises en compte dans le calcul des émissions par défaut. Elles seront déterminées conformément au V de l'annexe III.

ANNEXE XI

LIGNES DIRECTRICES POUR LA MESURE EN CONTINU DES ÉMISSIONS

Les dispositions de la présente annexe concernent les émissions de gaz à effet de serre liées aux activités couvertes par l'article R. 229-5 du code de l'environnement.

NIVEAUX DE MÉTHODE APPLICABLES	
Pour chaque source d'émission, incertitude totale maximale associée aux émissions globales pendant la période de déclaration.	
Niveau 1	± 10,0 %
Niveau 2	± 7,5 %
Niveau 3	± 5,0 %
Niveau 4	± 2,5 %

Les émissions totales d'un gaz à effet de serre 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 l'article 12 et du II de l'annexe I.

Lorsqu'une installation comprend plusieurs sources d'émission qu'il est impossible de mesurer conjointement, les émissions provenant de ces sources sont mesurées séparément et additionnées aux émissions totales du gaz considéré de l'ensemble de l'installation pendant la période de déclaration.

$$\text{émissions totales} = \sum_{i=1}^{\text{heures d'Exploitation par an}} [\text{concentration de GES}_i \times \text{débit volumique des effluents gazeux}_i]$$

avec :

- concentration de GES : la concentration de GES dans les effluents gazeux est déterminée par mesure continue en un point représentatif ;
- débit volumique des effluents gazeux : le débit volumique des effluents gazeux secs peut être déterminé au moyen de l'une des méthodes ci-après.

La concentration et le débit volumique doivent être exprimés dans des conditions homogènes de température et de pression, sur gaz sec, et rapportés à la même teneur en oxygène.

MÉTHODE A

Le débit volumique des effluents gazeux Q_e est calculé suivant la méthode du bilan massique, en tenant compte de tous les paramètres importants, tels que, notamment, les charges de matières entrantes, le débit d'air entrant, le rendement du procédé, et, côté sortie, la quantité de produit fabriquée, les concentrations de O_2 , SO_2 , NO_x .

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

MÉTHODE B

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