



2025/2547

22.12.2025

RÈGLEMENT D'EXÉCUTION (UE) 2025/2547 DE LA COMMISSION

du 10 décembre 2025

portant modalités d'application du règlement (UE) 2023/956 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne les méthodes de calcul des émissions intrinsèques des marchandises

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

LA COMMISSION EUROPÉENNE,

vu le traité sur le fonctionnement de l'Union européenne,

vu le règlement (UE) 2023/956 du Parlement européen et du Conseil du 10 mai 2023 établissant un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières ⁽¹⁾, et notamment son article 7, paragraphe 7,

considérant ce qui suit:

- (1) Conformément au règlement (UE) 2023/956, les émissions intrinsèques des marchandises importées sur le territoire douanier de l'Union à partir de 2026, qu'elles soient déterminées sur la base de valeurs réelles ou par défaut, doivent être calculées conformément aux méthodes énoncées à l'annexe IV dudit règlement. Ces modalités de calcul doivent s'appuyer sur la méthode applicable dans le cadre du système d'échange de quotas d'émission pour les installations situées dans l'Union (SEQE de l'UE), telle que décrite dans le règlement d'exécution (UE) 2018/2066 de la Commission ⁽²⁾.
- (2) La méthode applicable pour le calcul des émissions intrinsèques au cours de la période allant du 1^{er} octobre 2023 au 31 décembre 2025 est définie dans le règlement d'exécution (UE) 2023/1773 de la Commission ⁽³⁾. Au cours de cette période transitoire, la Commission a recueilli des expériences et informations précieuses auprès de parties prenantes, d'experts et de déclarants. Parallèlement à des consultations techniques avec les États membres, y compris au niveau des experts, la Commission a procédé à des consultations approfondies avec les parties prenantes concernées, notamment des représentants de l'industrie, afin de recueillir des contributions dans le cadre de ses travaux préparatoires sur les règles établies dans le présent règlement.
- (3) Sur la base de l'expérience acquise au cours de la période transitoire, il est nécessaire d'adapter la méthode de calcul afin de garantir l'efficacité du mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF). Ces modifications devraient viser à améliorer l'exactitude des calculs des émissions intrinsèques des marchandises, à réduire le risque de contournement des obligations au titre du MACF, à faire en sorte que le respect des règles relatives à la surveillance et au calcul puisse être vérifié de manière adéquate et à maintenir la cohérence avec le SEQE de l'UE, tout en limitant la charge administrative pour les exploitants, les déclarants MACF autorisés, les autorités compétentes et la Commission.
- (4) Afin de quantifier et de calculer les émissions intrinsèques des marchandises, il convient de fixer les limites du système. Les limites du système devraient être alignées sur celles couvertes par le SEQE de l'UE.
- (5) Afin de quantifier et de calculer les émissions intrinsèques spécifiques des marchandises, les exploitants devraient surveiller les émissions se rapportant à l'installation, déterminer parmi ces émissions celles qui doivent être attribuées à un procédé de production, puis attribuer ces émissions aux marchandises couvertes par ledit procédé.

⁽¹⁾ JO L 130 du 16.5.2023, p. 52, ELI: <http://data.europa.eu/eli/reg/2023/956/oj>.

⁽²⁾ Règlement d'exécution (UE) 2018/2066 de la Commission du 19 décembre 2018 relatif à la surveillance et à la déclaration des émissions de gaz à effet de serre au titre de la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil et modifiant le règlement (UE) n° 601/2012 de la Commission (JO L 334 du 31.12.2018, p. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_impl/2018/2066/oj).

⁽³⁾ Règlement d'exécution (UE) 2023/1773 de la Commission du 17 août 2023 portant modalités d'application du règlement (UE) 2023/956 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne les obligations de déclaration aux fins du mécanisme d'ajustement carbone aux frontières pendant la période transitoire (JO L 228 du 15.9.2023, p. 94, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_impl/2023/1773/oj).

- (6) Afin de déterminer les émissions se rapportant à l'installation qui sont attribuables aux marchandises, il convient de définir les procédés de production des marchandises auxquelles s'applique la même unité fonctionnelle. L'unité fonctionnelle devrait, en règle générale, correspondre aux tonnes de marchandises relevant du même code NC énumérées à l'annexe I du règlement (UE) 2023/956. Toutefois, étant donné que, pour le ciment et les engrais, les émissions dépendent respectivement de la teneur en clinker et de la teneur en azote des marchandises, les unités fonctionnelles devraient correspondre aux tonnes de clinker et aux tonnes d'azote contenues dans ces marchandises. Pour certains engrais, une unité supplémentaire mesurant d'autres aspects que le poids des marchandises, conformément aux annexes du règlement (CEE) n° 2658/87 du Conseil ⁽⁴⁾, est disponible pour tenir compte des différences de composition entre des marchandises relevant du même code NC. Dans ces cas, cette unité supplémentaire devrait constituer l'unité fonctionnelle. Les unités fonctionnelles pour la fonte, le fer et l'acier devraient être déterminées conformément à la règle générale, étant donné que les codes NC permettent déjà de différencier le calcul des émissions intrinsèques. Pour l'aluminium et l'hydrogène, la règle générale est suffisante pour définir une unité fonctionnelle couvrant des marchandises qui sont suffisamment similaires du point de vue de leur qualité et de leur composition pour justifier la définition d'un procédé de production unique aux fins du calcul des émissions intrinsèques.
- (7) Afin d'éviter les écarts concernant le calcul des émissions pour les marchandises auxquelles s'applique la même unité fonctionnelle, lorsque ces marchandises sont produites par des modes de production différents au sein d'une installation, le procédé de production ne devrait pas, pour ces marchandises, être différent pour chaque mode de production, mais devrait englober tous les modes de production, ce qui signifie que les émissions imputables aux marchandises auxquelles s'applique la même unité fonctionnelle devraient correspondre à la moyenne pondérée des émissions de tous les modes de production utilisés au sein de l'installation pour produire des marchandises auxquelles s'applique la même unité fonctionnelle.
- (8) Afin de garantir la précision du processus de surveillance des émissions, il convient d'établir des règles de surveillance spécifiques, y compris des règles applicables aux précurseurs. Ces règles devraient être alignées sur les règles de surveillance pertinentes du SEQE de l'UE.
- (9) Afin de faciliter le calcul et la vérification des émissions intrinsèques réelles conformément à l'article 8 du règlement (UE) 2023/956, ainsi que le réexamen des déclarations MACF conformément à l'article 19, paragraphe 2, dudit règlement, les exploitants devraient définir les principaux critères méthodologiques sous-tendant la collecte de données dans l'installation tout au long de l'année et le calcul des émissions dans un plan de surveillance. Afin de garantir que le plan de surveillance contient les éléments nécessaires à la vérification, il convient d'établir un modèle contenant les exigences minimales. Dans un souci d'efficacité du processus de vérification et de réexamen des déclarations MACF par la Commission et les autorités compétentes, les plans de surveillance devraient être présentés dans une langue communément utilisée et comprise aux fins de la surveillance, du calcul et de la vérification des émissions.
- (10) Afin de quantifier et de calculer les émissions intrinsèques spécifiques des marchandises couvertes par un procédé de production, il convient d'établir des règles pour l'attribution des émissions d'un procédé de production aux marchandises.
- (11) Les éléments de preuve requis pour permettre aux déclarants MACF autorisés de déclarer les valeurs réelles concernant l'électricité et l'électricité consommée dans le procédé de production des marchandises conformément à l'article 7, paragraphes 3 et 4, du règlement (UE) 2023/956 devraient fournir une garantie suffisante en ce qui concerne le respect des critères énoncés à l'annexe IV, points 5 et 6, dudit règlement.
- (12) Afin de permettre au vérificateur accrédité de vérifier si les critères d'utilisation des valeurs réelles pour les émissions indirectes sont remplis, l'exploitant de l'installation produisant de l'électricité et l'exploitant de l'installation qui utilise cette électricité pour produire une marchandise devraient inclure les informations nécessaires dans leurs déclarations d'émissions. Étant donné que les exploitants devraient être tenus de démontrer, aux fins du respect des critères visés à l'annexe IV, point 6, du règlement (UE) 2023/956, que l'électricité pour laquelle les émissions réelles sont déclarées est effectivement transmise de l'installation où elle est produite vers l'installation où elle est utilisée pour la production de marchandises, et étant donné que le flux d'électricité devrait être mesuré au moyen de systèmes intelligents de mesure dans ces deux installations à cette fin, les données provenant des systèmes intelligents de mesure devraient être fournies par chaque exploitant au vérificateur concerné.

⁽⁴⁾ Règlement (CEE) n° 2658/87 du Conseil du 23 juillet 1987 relatif à la nomenclature tarifaire et statistique et au tarif douanier commun (JO L 256 du 7.9.1987, p. 1, ELI: <http://data.europa.eu/eli/reg/1987/2658/oj>).

- (13) Afin de permettre au vérificateur accrédité de vérifier si les critères d'utilisation des valeurs réelles pour l'électricité importée sur le territoire douanier de l'Union sont remplis, les exploitants d'installations produisant de l'électricité dans un pays tiers devraient inclure les informations nécessaires dans la déclaration d'émissions. À cette fin, étant donné que les exploitants pourraient ne pas avoir directement accès aux éléments de preuve pertinents, ils peuvent avoir besoin d'en recevoir certains, y compris pour démontrer l'absence de congestion physique du réseau conformément à l'annexe IV, point 5 b), du règlement (UE) 2023/956, ou pour démontrer la nomination effective de la capacité pour l'importation d'électricité à l'interconnexion conformément à l'annexe IV, point 5 d), dudit règlement, de la part d'autres personnes, y compris le déclarant MACF autorisé, l'importateur et le gestionnaire de réseau de transport.
- (14) Afin de garantir la simplicité du calcul des émissions intrinsèques pour les exploitants, lorsqu'une installation produisant des marchandises énumérées à l'annexe I du règlement (UE) 2023/956 et non énumérées à l'annexe II dudit règlement reçoit, au cours d'une période de déclaration, de l'électricité provenant d'installations ou de sources différentes, les émissions intrinsèques indirectes des marchandises devraient par défaut être déterminées comme étant la moyenne pondérée des émissions intrinsèques de l'électricité provenant d'installations différentes. Afin de garantir la proportionnalité concernant cette méthode par défaut, lorsque les exploitants peuvent apporter la preuve que l'installation produisant des marchandises non énumérées à l'annexe II du règlement (UE) 2023/956 n'a utilisé, pour un procédé de production, que de l'électricité provenant d'une source ou d'une installation donnée, ou d'un sous-ensemble de sources ou d'installations, les émissions intrinsèques indirectes des marchandises auxquelles ce procédé de production s'applique peuvent être déterminées séparément.
- (15) Afin de permettre au vérificateur de conclure avec une assurance raisonnable que la déclaration d'émissions de l'exploitant est exempte d'inexactitudes importantes et de permettre à la Commission et aux autorités compétentes de réexaminer la déclaration MACF, de procéder à des analyses de risques et d'empêcher les pratiques de contournement des règles énoncées dans le présent règlement, la déclaration d'émissions de l'exploitant devrait contenir des informations sur l'installation et les marchandises produites, y compris leurs émissions intrinsèques spécifiques, ainsi que d'autres informations facilitant les contrôles de l'exactitude du calcul des émissions intrinsèques spécifiques. Étant donné que le calcul de l'ajustement dans le cadre de l'allocation de quotas à titre gratuit dépend des données de l'installation, la déclaration d'émissions devrait également comporter des informations pertinentes pour le calcul de l'ajustement dans le cadre de l'allocation de quotas à titre gratuit conformément à l'article 31 du règlement (UE) 2023/956. Afin de garantir l'efficacité du processus de vérification et de réexamen des déclarations MACF par la Commission et les autorités compétentes, les déclarations d'émissions de l'exploitant devraient être présentées dans une langue communément utilisée et comprise aux fins de la surveillance, du calcul et de la vérification des émissions.
- (16) En raison du caractère commercialement sensible et personnel de certaines données permettant de démontrer que les critères énoncés à l'annexe IV, point 5, du règlement (UE) 2023/956 sont respectés, les exploitants devraient, le cas échéant, élaborer un addendum spécifique à la déclaration d'émissions de l'exploitant qui ne doit pas être communiqué aux déclarants MACF autorisés autres que celui auquel il se rapporte.
- (17) En raison du caractère commercialement sensible de certains éléments de données contenus dans la déclaration d'émissions de l'exploitant, les exploitants devraient élaborer une version résumée de cette déclaration qui doit être jointe au rapport de vérification et rendue accessible aux déclarants MACF autorisés. Lorsque les exploitants sont enregistrés dans le registre MACF conformément à l'article 10 du règlement (UE) 2023/956, ils devraient pouvoir choisir de ne communiquer au déclarant MACF autorisé que la version résumée de la déclaration d'émissions de l'exploitant et, le cas échéant, l'addendum spécifique à la déclaration d'émissions de l'exploitant.
- (18) Afin de garantir le respect des règles relatives à la surveillance et au calcul des émissions énoncées dans le présent règlement, les exploitants devraient corriger, dans le plan de surveillance et la déclaration d'émissions de l'exploitant, toutes les inexactitudes ou irrégularités et tous les cas de non-respect signalés par le vérificateur dans le cadre de l'activité de vérification. À la suite d'une telle correction, les exploitants devraient fournir au vérificateur la version finale du document. Afin de garantir l'exhaustivité des informations requises pour calculer et vérifier les émissions intrinsèques des marchandises complexes, lorsque la déclaration d'émissions de l'exploitant inclut les émissions intrinsèques réelles des précurseurs qui n'ont pas été produits dans l'installation, les exploitants devraient également fournir au vérificateur le rapport de vérification de l'installation de production.

- (19) Il convient de définir les valeurs par défaut pour chaque pays tiers et pour chacune des marchandises sur la base d'une méthode fondée sur les informations les plus récentes et les plus fiables, qui tient compte de la disponibilité de données fiables dans les pays tiers. Lorsque la Commission reçoit d'autres données fiables démontrant que les valeurs par défaut sont trop élevées ou trop basses, elle devrait réviser les valeurs par défaut pertinentes.
- (20) Pour les émissions indirectes, la valeur par défaut devrait être calculée sur la base de la moyenne du facteur d'émission du réseau électrique du pays d'origine. Ce mode de calcul est le plus approprié pour parvenir tant à prévenir les fuites de carbone qu'à garantir l'intégrité environnementale du MACF, étant donné qu'il reflète, dans toute la mesure du possible, les efforts de décarbonation des réseaux électriques des pays tiers tout en maintenant un niveau élevé de protection contre le risque de fuite de carbone. Dans le but de tenir compte de l'incidence des politiques de décarbonation des pays tiers, telle que l'augmentation de la production d'énergie renouvelable, ainsi que des conditions climatiques sur l'approvisionnement annuel en électricité dans les pays concernés, tout en évitant une volatilité excessive du facteur d'émission en raison d'années anormales, y compris en raison de conditions climatiques exceptionnelles ou d'autres événements imprévisibles, le facteur d'émission devrait être calculé sur la base de la moyenne simple du facteur d'émission pour les cinq dernières années précédant la déclaration pour lesquelles des données fiables sont disponibles.
- (21) En ce qui concerne l'électricité importée sur le territoire douanier de l'Union, afin de tenir compte de l'incidence des politiques de décarbonation dans le pays tiers ou groupe de pays tiers sur l'intensité des émissions de la production d'électricité dans les pays concernés, tout en évitant une volatilité excessive du facteur d'émission en raison d'années anormales, y compris en raison de conditions climatiques exceptionnelles ou d'autres événements imprévisibles, le facteur d'émission de CO₂ devrait être calculé sur la base de la moyenne des facteurs d'émission annuels de CO₂ pour les cinq dernières années pour lesquelles des données fiables sont disponibles.
- (22) Afin de permettre aux déclarants MACF autorisés d'utiliser d'autres valeurs par défaut conformément aux points 4.2.2, 4.3 et 7 de l'annexe IV du règlement (UE) 2023/956, il est nécessaire de fixer les conditions détaillées à respecter à cette fin. Afin de clarifier les cas dans lesquels il est possible d'utiliser d'autres valeurs par défaut, il convient d'établir des règles concernant les modalités et le calendrier pour la communication d'autres données officielles à la Commission, la méthode de calcul des autres valeurs par défaut et les modalités de mise à disposition des autres valeurs par défaut pour qu'elles puissent être utilisées par les déclarants MACF autorisés. Afin de garantir la sécurité juridique des déclarants MACF autorisés, il est nécessaire que les autres valeurs par défaut soient formellement adoptées et mises à disposition.
- (23) Aux fins de la détermination des émissions intrinsèques des marchandises sur la base des valeurs réelles, conformément au règlement (UE) 2023/956, les exploitants doivent calculer les émissions produites dans l'installation pour la production de ces marchandises au cours d'une période de déclaration donnée. Dans le but de simplifier le recours à la période de déclaration correcte au cours de laquelle les marchandises ont été produites, la période de déclaration utilisée à cette fin devrait correspondre à une année civile.
- (24) Afin de simplifier la détermination de la période de déclaration pour les marchandises importées sur le territoire douanier de l'Union et afin d'alléger la charge administrative pesant sur les déclarants MACF autorisés, il convient de présumer que ces marchandises ont été produites au cours de l'année civile d'importation. Les déclarants MACF autorisés devraient avoir la possibilité de renverser la présomption en fournissant des éléments de preuve démontrant la période effective au cours de laquelle les marchandises ont été produites. Étant donné que la méthodologie aux fins de la surveillance, du calcul et de la vérification établie dans le présent règlement ne doit commencer à s'appliquer qu'à partir de 2026, la période de déclaration ne peut être antérieure à 2026.
- (25) Pour les précurseurs utilisés dans la production d'une marchandise complexe, les exploitants produisant la marchandise complexe devraient, aux fins de la détermination des émissions intrinsèques sur la base des émissions réelles, définir la période de déclaration applicable au cours de laquelle le précurseur a été produit et utiliser les valeurs réelles vérifiées correspondantes. Afin de simplifier cette détermination et d'alléger la charge administrative pesant sur les exploitants, il convient de présumer que les précurseurs utilisés dans la production d'une marchandise complexe ont été produits au cours de la période de déclaration durant laquelle cette marchandise complexe a été produite. Les exploitants devraient avoir la possibilité de renverser la présomption en fournissant au vérificateur des éléments de preuve démontrant la période effective au cours de laquelle le précurseur a été produit. Étant donné que la méthodologie aux fins de la surveillance, du calcul et de la vérification établie dans le présent règlement ne doit commencer à s'appliquer qu'à partir de 2026, la période de déclaration ne peut être antérieure à 2026.

- (26) Par souci de cohérence, la période de déclaration applicable pour déterminer les émissions intrinsèques sur la base des valeurs réelles devrait être la même que la période de déclaration applicable au calcul de l'ajustement dans le cadre de l'allocation de quotas à titre gratuit et la période de déclaration applicable pour déterminer le prix du carbone payé conformément à l'article 9 du règlement (UE) 2023/956.
- (27) Pour simplifier le calcul des émissions intrinsèques pour les exploitants, lorsqu'une installation produisant des marchandises complexes reçoit des précurseurs relevant d'un code NC donné produits dans une installation au cours de différentes périodes de déclaration, les émissions intrinsèques des marchandises complexes devraient, pour la partie des émissions intrinsèques de ces précurseurs, être déterminées comme étant la moyenne pondérée des émissions intrinsèques des précurseurs relevant de ce code NC produits au cours de différentes périodes de déclaration.
- (28) Afin de garantir la simplicité du calcul des émissions intrinsèques pour les exploitants, lorsqu'une installation produisant des marchandises complexes reçoit des précurseurs relevant d'un code NC donné provenant d'installations différentes, les émissions intrinsèques des marchandises complexes devraient être déterminées par défaut, pour la partie des émissions intrinsèques de ces précurseurs, comme étant la moyenne pondérée des émissions intrinsèques des précurseurs concernés provenant des différentes installations. Afin de garantir la proportionnalité concernant cette méthode par défaut, lorsque les exploitants peuvent apporter la preuve que l'installation produisant des marchandises complexes n'a utilisé, pour un procédé de production donné, que des précurseurs provenant d'une installation donnée, ou d'un sous-ensemble d'installations, les émissions intrinsèques des précurseurs utilisés dans ce procédé de production peuvent être déterminées séparément.
- (29) Afin de garantir aux exploitants une certaine souplesse dans leur décision d'utiliser des valeurs réelles ou des valeurs par défaut, lorsque les émissions intrinsèques de marchandises complexes sont déterminées sur la base de valeurs réelles, les exploitants devraient être autorisés à utiliser des valeurs par défaut pour un ou plusieurs précurseurs. Dans ce cas, les exploitants devraient pouvoir combiner l'utilisation des valeurs réelles pour un ou plusieurs précurseurs avec l'utilisation de valeurs par défaut pour d'autres précurseurs.
- (30) Lorsque la Commission procède à la révision du présent acte d'exécution, elle devrait réaliser une consultation publique en vue de préserver la transparence et de garantir une participation significative de toutes les parties prenantes concernées conformément aux lignes directrices de la Commission pour une meilleure réglementation.
- (31) Les mesures prévues par le présent règlement sont conformes à l'avis du comité MACF,

A ADOPTÉ LE PRÉSENT RÈGLEMENT:

CHAPITRE 1

DISPOSITIONS GÉNÉRALES

Article premier

Définitions

Aux fins du présent règlement, les définitions énoncées à l'article 1^{er} du règlement d'exécution (UE) 2025/2546 de la Commission ⁽⁵⁾ ainsi qu'à l'article 1^{er} du règlement délégué (UE) 2025/2551 de la Commission ⁽⁶⁾ s'appliquent.

On entend également par:

- 1) «unité fonctionnelle»: l'unité de référence utilisée pour le calcul des émissions intrinsèques des marchandises;
- 2) «niveau d'activité»: la quantité de marchandises auxquelles s'applique la même unité fonctionnelle qui sont produites dans les limites du système d'un procédé de production au cours d'une période de déclaration;

⁽⁵⁾ Règlement d'exécution (UE) 2025/2546 de la Commission du 10 décembre 2025 relatif à l'application des principes pour la vérification des émissions intrinsèques déclarées conformément au règlement (UE) 2023/956 du Parlement européen et du Conseil (JO L, 2025/2546, 22.12.2025, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_impl/2025/2546/oj).

⁽⁶⁾ Règlement délégué (UE) 2025/2551 de la Commission du 20 novembre 2025 complétant le règlement (UE) 2023/956 du Parlement européen et du Conseil en précisant les conditions applicables à l'octroi de l'accréditation aux vérificateurs, au contrôle et à la supervision des vérificateurs accrédités, au retrait de l'accréditation ainsi qu'à la reconnaissance mutuelle et à l'évaluation par les pairs des organismes d'accréditation (JO L, 2025/2551, 22.12.2025, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_del/2025/2551/oj).

- 3) «limites du système»: le groupe de processus chimiques ou physiques inclus dans le calcul des émissions intrinsèques des marchandises relevant de la même catégorie agrégée de marchandises;
- 4) «catégories agrégées de marchandises»: les catégories agrégées de marchandises visées à l'annexe I, point 2, tableau 1;
- 5) «période de déclaration»: la période correspondant à l'année civile au cours de laquelle la marchandise a été produite et utilisée par le déclarant MACF autorisé comme référence pour déterminer les émissions intrinsèques;
- 6) «mode de production»: une technique spécifique employée dans un procédé de production pour produire des marchandises;
- 7) «précurseur»: toute matière entrante dans un procédé de production et figurant sur la liste des marchandises énumérées à l'annexe I du règlement (UE) 2023/956;
- 8) «flux»:
 - a) un type particulier de combustible, matière première ou produit dont la consommation ou la production donne lieu à des émissions des gaz à effet de serre concernés à partir d'une ou de plusieurs sources d'émission;
 - b) un type particulier de combustible, matière première ou produit contenant du carbone et pris en compte dans le calcul des émissions de gaz à effet de serre par la méthode du bilan massique;
- 9) «source d'émission»: une partie séparément identifiable d'une installation ou un procédé mis en œuvre dans une installation, à partir desquels sont émis les gaz à effet de serre concernés;
- 10) «facteurs de calcul»: le pouvoir calorifique inférieur, le facteur d'émission, le facteur d'émission préliminaire, le facteur d'oxydation, le facteur de conversion, la teneur en carbone ou la fraction issue de la biomasse;
- 11) «système de mesure»: un ensemble complet d'instruments de mesure et d'autres équipements utilisés pour déterminer des variables pour la surveillance et le calcul des émissions;
- 12) «données d'activité»: la quantité de combustible ou de matière consommée ou produite par un procédé qui convient pour la méthode fondée sur le calcul, exprimée en térajoules, en masse en tonnes ou, pour les gaz, en volume en normomètres cubes, suivant le cas.

CHAPITRE 2

UTILISATION DE VALEURS RÉELLES

Article 2

Valeurs réelles

Lorsque les émissions intrinsèques sont déterminées sur la base des émissions réelles conformément à l'article 7, paragraphe 2, point a), du règlement (UE) 2023/956, les règles énoncées dans le présent chapitre s'appliquent.

Article 3

Limites du système

1. Afin de quantifier et de calculer les émissions intrinsèques spécifiques des marchandises, il est tenu compte des procédés au sein d'une installation qui ont lieu dans les limites du système, définies par catégorie agrégée de marchandises conformément à l'annexe I.
2. Les limites du système couvrent les émissions directes, les émissions indirectes pour les marchandises non énumérées à l'annexe II du règlement (UE) 2023/956 et les émissions intrinsèques de tout précurseur.

*Article 4***Procédés de production et unité fonctionnelle**

1. Les exploitants d'une installation déterminent, dans les limites du système d'une installation, le procédé de production des marchandises auquel s'applique la même unité fonctionnelle. La détermination du procédé de production garantit que les intrants, les extrants et les émissions concernés peuvent être surveillés conformément à l'annexe II et que les émissions directes et indirectes, le cas échéant, peuvent être attribuées aux marchandises auxquelles s'applique une unité fonctionnelle.
2. Les quantités de marchandises produites, en tonnes, relevant du même code NC constituent l'unité fonctionnelle, à l'exception des marchandises visées aux paragraphes 3, 4 et 5.
3. Pour l'électricité, le kWh constitue l'unité fonctionnelle.
4. Pour les engrais, les éléments suivants constituent l'unité fonctionnelle:
 - a) pour les codes NC 2808 00 00, 2814 et 3105, les kilogrammes d'azote contenues dans les marchandises produites relevant des codes NC respectifs;
 - b) pour les codes NC des engrais autres que ceux énumérés au point a), les unités supplémentaires définies dans le règlement (CEE) n° 2658/87 des marchandises produites relevant des codes NC respectifs;
5. Pour les codes NC 2523 10 00, 2523 21 00, 2523 29 00, 2523 90 00, les tonnes de clinker contenues dans les marchandises produites relevant des codes NC respectifs constituent l'unité fonctionnelle.
6. Lorsque des marchandises auxquelles s'applique la même unité fonctionnelle sont produites selon des modes de production différents au sein d'une installation, il convient d'utiliser un procédé de production unique englobant tous les modes de production.
7. La division d'une installation en différentes installations, ce qui se traduit par des modes de production qui, au lieu d'appartenir à un seul procédé de production, sont exécutés dans des installations séparées, n'est autorisée que si les exploitants démontrent l'existence de raisons commerciales valables, liées à leur activité économique, justifiant cette division. Les raisons commerciales sont considérées comme valables lorsque le contournement du règlement (UE) 2023/956 n'est pas leur finalité principale ou l'une de leurs finalités principales.
8. Lorsque des marchandises auxquelles s'appliquent des unités fonctionnelles différentes sont produites selon les mêmes procédés, les exploitants peuvent déterminer un procédé de production multifonctionnel unique. Dans ce cas, les règles d'attribution conformément à l'annexe III, point A.2, s'appliquent. Dans les situations indiquées au point A.4 de ladite annexe, il est obligatoire de déterminer un procédé de production multifonctionnel unique.
9. Lorsque des précurseurs pertinents des marchandises complexes sont produits dans la même installation que les marchandises complexes, et lorsque les précurseurs respectifs ne sont pas transférés pour être vendus ou utilisés dans d'autres procédés de production, la production des précurseurs et des marchandises complexes peut faire l'objet d'un procédé de production conjoint. Dans ce cas, la surveillance et le calcul des émissions intrinsèques des précurseurs et des marchandises complexes sont effectués conjointement.

*Article 5***Méthode de surveillance des émissions se rapportant à l'installation**

1. Les émissions directes d'un procédé de production sont déterminées conformément aux principes et méthodes de surveillance définis à l'annexe II, points A et B, et à l'aide des méthodes et règles relatives à la surveillance définies conformément au point B de ladite annexe.
2. Lorsque des flux thermiques interviennent dans la production d'une unité fonctionnelle, les règles relatives à la surveillance et au calcul énoncées à l'annexe II, point C, sont appliquées.
3. Pour les marchandises complexes, les émissions des précurseurs sont surveillées conformément aux règles énoncées à l'annexe II, point E.
4. Les émissions indirectes sont déterminées en surveillant la consommation d'électricité du procédé de production concerné, conformément à l'annexe II, point D.

5. Aux fins des paragraphes 1 à 4, les exploitants conçoivent et mettent en œuvre un plan de surveillance contenant au moins les éléments mentionnés à l'annexe II, point A.5.
6. Le plan de surveillance est présenté en anglais.

Article 6

Attribution d'émissions aux marchandises

Les émissions intrinsèques spécifiques des marchandises sont déterminées en attribuant aux marchandises spécifiques les émissions directes et, le cas échéant, indirectes des procédés de production, conformément à l'annexe III.

Article 7

Détermination de la période de déclaration

1. Afin de déterminer les émissions intrinsèques réelles d'une marchandise, la période de déclaration au cours de laquelle la marchandise a été produite est déterminée conformément au deuxième alinéa.

Lorsqu'une marchandise a été importée au cours de l'année 2026, la période de déclaration est l'année 2026. Lorsque la marchandise a été importée au cours d'une autre année que 2026, la période de déclaration est, par défaut, l'année civile durant laquelle la marchandise a été importée. Toutefois, s'il existe des éléments de preuve suffisants permettant de déterminer le moment effectif de production, la période de déclaration est la période durant laquelle la marchandise a été produite.

2. Par dérogation au paragraphe 1, la période de déclaration pour l'électricité importée sur le territoire douanier de l'Union est l'année d'importation.

Article 8

Utilisation des valeurs réelles pour l'électricité et les émissions indirectes

1. Les éléments de preuve démontrant le respect des critères énumérés à l'annexe IV, point 5, du règlement (UE) 2023/956 sont indiqués à l'annexe II, point D.2.4, du présent règlement.

2. Les éléments de preuve démontrant le respect des critères énumérés à l'annexe IV, point 6, du règlement (UE) 2023/956 sont indiqués à l'annexe II, point D.4.3, du présent règlement.

3. Afin de démontrer le respect des critères visés au paragraphe 1 du présent article, les exploitants indiquent dans leur déclaration d'émissions que les critères énoncés au point 5, premier alinéa, point c), de l'annexe IV du règlement (UE) 2023/956 et, le cas échéant, au point 5, premier alinéa, point b), de ladite annexe sont remplis en ce qui concerne la connexion directe entre l'installation produisant de l'électricité et le réseau de transport de l'Union. Les exploitants fournissent au vérificateur les éléments de preuve énumérés à l'annexe II, point D.2.4, du présent règlement à l'appui de cette indication.

4. Afin de démontrer le respect des critères visés au paragraphe 1 du présent article, l'exploitant, dans un addendum à la déclaration d'émissions de l'exploitant créé séparément pour chaque déclarant MACF autorisé qui a importé de l'électricité de l'installation de cet exploitant et qui souhaite utiliser les valeurs réelles pour cette électricité, indique, pour chacun de ces déclarants MACF autorisés, que les critères énoncés à l'annexe IV, point 5, premier alinéa, points a) et d), du règlement (UE) 2023/956, ainsi que, le cas échéant, au point 5, premier alinéa, point b), de ladite annexe, en ce qui concerne l'absence de congestion physique du réseau, sont remplis. Dans l'addendum pour chaque déclarant MACF autorisé, l'exploitant indique également la quantité d'électricité importée par le déclarant MACF autorisé concerné pour laquelle les critères fixés à l'annexe IV, point 5, du règlement (UE) 2023/956 sont remplis, et fournit au vérificateur les éléments de preuve pertinents énumérés à l'annexe II, point D.2.4, du présent règlement à l'appui de cette indication.

5. Afin de démontrer le respect des critères visés au paragraphe 2 du présent article, les exploitants indiquent dans leur déclaration d'émissions que les critères énoncés à l'annexe IV, point 6, du règlement (UE) 2023/956 sont remplis et fournissent au vérificateur les éléments de preuve énumérés à l'annexe II, point D.4.3, du présent règlement à l'appui de cette indication.
6. Les émissions intrinsèques réelles de l'électricité et les émissions intrinsèques indirectes réelles sont calculées en utilisant les règles énoncées à l'annexe II, point D.

Article 9

Émissions indirectes lorsque les installations utilisent de l'électricité provenant de différentes sources

1. Lorsqu'une installation produisant des marchandises énumérées à l'annexe I du règlement (UE) 2023/956 et non énumérées à l'annexe II dudit règlement reçoit, au cours d'une période de déclaration, de l'électricité provenant de plusieurs sources et que les émissions réelles sont déclarées pour ces marchandises, les émissions intrinsèques indirectes des marchandises sont déterminées par défaut. Cette valeur par défaut correspond à la moyenne des facteurs d'émission de chaque source d'électricité, pondérée par la part de l'électricité totale consommée dans cette installation que représente l'électricité provenant de chaque source.
2. Toutefois, lorsque les exploitants fournissent au vérificateur des éléments de preuve suffisants démontrant que l'installation produisant des marchandises non énumérées à l'annexe II du règlement (UE) 2023/956 n'a utilisé, pour un procédé de production donné, que de l'électricité provenant d'une seule source ou d'un sous-ensemble de sources, les émissions intrinsèques indirectes des marchandises produites au moyen de ce procédé de production sont déterminées, respectivement, sur la base du facteur d'émission de cette source unique ou de la moyenne des facteurs d'émission de la partie pertinente de chaque source d'électricité de chaque sous-ensemble, pondérée par la part de l'électricité totale consommée dans la production de ces marchandises que représente l'électricité provenant de chaque source.

Article 10

Déclaration d'émissions de l'exploitant

1. Lorsque les émissions intrinsèques sont calculées sur la base des émissions réelles, les exploitants établissent une déclaration d'émissions (ci-après la «déclaration d'émissions de l'exploitant») et un résumé de celle-ci contenant au moins les informations énumérées dans les modèles figurant à l'annexe IV, points 1.1 et 1.2. Lorsque les émissions intrinsèques de l'électricité sont calculées sur la base des émissions réelles, les exploitants élaborent, en outre, un addendum spécifique à la déclaration d'émissions de l'exploitant contenant les informations énumérées au point 1.1.1 de ladite annexe.
2. Lorsque les exploitants sont enregistrés dans le registre MACF conformément à l'article 10 du règlement (UE) 2023/956, ils transmettent au vérificateur, par l'intermédiaire du registre MACF, la déclaration d'émissions de l'exploitant, son résumé et, le cas échéant, l'addendum spécifique à la déclaration.
3. Lorsque les exploitants ne sont pas enregistrés dans le registre MACF, ils transmettent au vérificateur la déclaration d'émissions de l'exploitant, son résumé et, le cas échéant, l'addendum spécifique à la déclaration, par d'autres moyens que le registre MACF.
4. La déclaration d'émissions de l'exploitant est présentée en anglais.

CHAPITRE 3

UTILISATION DE VALEURS PAR DÉFAUT

Article 11

Valeurs par défaut

1. Lorsque les émissions intrinsèques des marchandises importées sont déterminées sur la base de valeurs par défaut conformément à l'article 7, paragraphe 2, point b), du règlement (UE) 2023/956, les valeurs par défaut établies conformément à l'annexe IV dudit règlement sont utilisées.

2. Lorsque les émissions intrinsèques de marchandises complexes sont déterminées sur la base de valeurs réelles et que les émissions intrinsèques des précurseurs utilisés dans la production de ces marchandises complexes sont déterminées sur la base de valeurs par défaut conformément à l'article 15, les valeurs par défaut établies conformément à l'annexe IV du règlement (UE) 2023/956 sont utilisées pour ces précurseurs.
3. Pour déterminer les émissions indirectes spécifiques, les valeurs par défaut définies conformément à l'annexe IV du règlement (UE) 2023/956 sont utilisées, sauf lorsque les valeurs réelles peuvent être utilisées conformément à l'article 8.
4. Pour déterminer les émissions intrinsèques directes pour l'électricité importée sur le territoire douanier de l'Union, les valeurs par défaut établies conformément à l'annexe IV du règlement (UE) 2023/956 sont utilisées, sauf lorsqu'il est possible d'utiliser les valeurs réelles conformément à l'article 8.
5. La Commission procède à une révision des valeurs par défaut au plus tard en décembre 2027.

Article 12

Autres valeurs par défaut

Le déclarant MACF autorisé peut utiliser d'autres valeurs par défaut conformément à l'annexe IV, points 4.2.2, 4.3 et 7, du règlement (UE) 2023/956 lorsque les conditions visées à l'annexe II, point D.2.3 ou au point D.4.4, du présent règlement, ou à l'annexe V du présent règlement, sont remplies.

CHAPITRE 4

RÈGLES SPÉCIFIQUES APPLICABLES AUX MARCHANDISES COMPLEXES

Article 13

Période de déclaration des précurseurs

La période de déclaration par défaut d'un précurseur est l'année de production de la marchandise complexe. Toutefois, lorsque les exploitants fournissent au vérificateur des éléments de preuve suffisants permettant de déterminer le moment effectif de production, la période de déclaration est la période durant laquelle le précurseur a été produit.

Article 14

Précurseurs produits au cours de différentes périodes de déclaration ou dans différentes installations

1. Lorsqu'une installation produisant des marchandises complexes reçoit, d'une autre installation, des précurseurs relevant d'un code NC donné produits au cours de différentes périodes de déclaration, les émissions intrinsèques des marchandises complexes sont déterminées, pour la partie des émissions intrinsèques des précurseurs relevant de ce code NC, comme étant la moyenne pondérée des émissions intrinsèques des précurseurs relevant de ce code NC produits durant ces différentes périodes de déclaration.
2. Lorsqu'une installation produisant des marchandises complexes reçoit, de plusieurs installations, des précurseurs relevant d'un code NC donné, les émissions intrinsèques des marchandises complexes sont, pour la partie des émissions intrinsèques des précurseurs relevant de ce code NC, déterminées par défaut comme étant la moyenne pondérée des émissions intrinsèques des précurseurs relevant de ce code NC provenant des différentes installations.
3. Lorsque les exploitants fournissent au vérificateur des éléments de preuve suffisants démontrant que, parmi les précurseurs relevant d'un code NC donné provenant de plusieurs installations, l'installation produisant les marchandises complexes a utilisé, pour un procédé de production donné, uniquement des précurseurs provenant d'une seule installation, ou d'un sous-ensemble d'installations, les émissions intrinsèques de ces précurseurs utilisés dans les marchandises produites au moyen de ce procédé de production sont déterminées, respectivement, sur la base des émissions intrinsèques des précurseurs provenant de cette installation unique, ou comme étant la moyenne pondérée des émissions intrinsèques des précurseurs provenant de ce sous-ensemble d'installations.

*Article 15***Utilisation combinée de valeurs réelles et de valeurs par défaut**

Les émissions intrinsèques spécifiques des marchandises complexes peuvent être calculées en déterminant les émissions réelles pour les procédés de production au sein de l'installation produisant les marchandises complexes, et les valeurs par défaut pour un ou plusieurs précurseurs des marchandises complexes.

CHAPITRE 5

DISPOSITION FINALE*Article 16***Entrée en vigueur**

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

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

Fait à Bruxelles, le 10 décembre 2025.

Par la Commission
La présidente
Ursula VON DER LEYEN

ANNEXE I

Définitions, unité fonctionnelle et limites du système

1. DÉFINITIONS

Aux fins de la présente annexe et des annexes II à VII de la présente décision, on entend par:

- 1) «incertitude»: un paramètre associé au résultat de la détermination d'une grandeur et exprimé en pourcentage, qui caractérise la dispersion des valeurs qui pourraient raisonnablement être attribuées à la grandeur en question, compte tenu des effets de facteurs aussi bien systématiques qu'aléatoires, et qui décrit un intervalle de confiance autour de la valeur moyenne dans lequel sont comprises 95 % des valeurs estimées, compte tenu d'une éventuelle asymétrie de la distribution des valeurs;
- 2) «émissions de combustion»: les émissions de gaz à effet de serre survenant lors de la réaction exothermique d'un combustible avec l'oxygène;
- 3) «facteur d'émission»: le taux moyen d'émission d'un gaz à effet de serre rapporté aux données d'activité d'un flux, dans l'hypothèse d'une oxydation complète dans le cas de la combustion et d'une conversion complète pour toutes les autres réactions chimiques;
- 4) «facteur d'oxydation»: le rapport entre le carbone oxydé en CO₂ du fait de la combustion, et le carbone total contenu dans le combustible, exprimé sous forme de fraction, le monoxyde de carbone (CO) émis dans l'atmosphère étant considéré comme la quantité molaire équivalente de dioxyde de carbone (CO₂);
- 5) «facteur de conversion»: la quantité de carbone émise sous forme de CO₂ rapportée à la quantité totale de carbone contenue dans le flux avant que le processus d'émission ne débute, exprimée sous forme de fraction, le CO émis dans l'atmosphère étant considéré comme la quantité molaire équivalente de CO₂;
- 6) «précision»: le degré de concordance entre le résultat d'une mesure et la valeur réelle de la grandeur à mesurer ou une valeur de référence déterminée de manière empirique au moyen de matériels d'étalonnage et de méthodes normalisées reconnus à l'échelle internationale et traçables, compte tenu à la fois des facteurs aléatoires et systématiques;
- 7) «étalonnage»: l'ensemble des opérations qui déterminent, dans des conditions données, les rapports entre les valeurs indiquées par un instrument ou un système de mesure, ou les valeurs représentées par une mesure matérialisée ou un matériel de référence, et les valeurs correspondantes d'une grandeur découlant d'une norme de référence;
- 8) «prudent»: un ensemble d'hypothèses défini de manière à éviter toute sous-estimation des émissions déclarées ou toute surestimation de la production de chaleur, d'électricité ou de marchandises;
- 9) «biomasse»: la biomasse au sens de l'article 2, point 24), de la directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil ⁽¹⁾; elle englobe les bioliquides et les biocarburants tels qu'ils sont définis à l'article 2, points 32) et 33), les combustibles ou carburants issus de la biomasse tels qu'ils sont définis à l'article 2, point 27), et le biogaz tel qu'il est défini à l'article 2, point 28), de la directive (UE) 2018/2001;
- 10) «déchets»: toute substance ou tout objet dont le détenteur se défait ou dont il a l'intention ou l'obligation de se défaire, à l'exclusion des substances qui ont été délibérément modifiées ou contaminées pour répondre à cette définition;
- 11) «résidu»: une substance qui n'est pas le produit fini qu'un procédé de production cherche directement à produire; il ne s'agit pas de l'objectif premier du procédé de production et celui-ci n'a pas été délibérément modifié pour l'obtenir;
- 12) «résidus de l'agriculture, de l'aquaculture, de la pêche et de la sylviculture»: les résidus qui sont directement générés par l'agriculture, l'aquaculture, la pêche et la sylviculture, et qui n'incluent pas les résidus issus d'industries connexes ou de la transformation;

⁽¹⁾ Directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (JO L 328 du 21.12.2018, p. 82, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj>).

- 13) «contrôle métrologique légal»: le contrôle, exercé par une autorité publique ou une autorité de régulation, des fonctions de mesurage aux fins de l'application d'un instrument de mesure, pour des raisons d'intérêt, de santé, de sécurité et d'ordre publics, de protection de l'environnement, de perception de taxes et de droits, de protection des consommateurs et de loyauté des transactions commerciales;
- 14) «activités de gestion du flux de données»: les activités liées à l'acquisition, au traitement et à la gestion des données qui sont nécessaires pour établir une déclaration d'émissions à partir de données issues de sources primaires;
- 15) «pouvoir calorifique inférieur» (PCI): la quantité spécifique d'énergie libérée sous forme de chaleur lors de la combustion complète d'un combustible ou d'une matière en présence d'oxygène dans des conditions normalisées, compte non tenu de la chaleur de vaporisation de l'eau éventuellement formée;
- 16) «émissions de procédé»: les émissions de gaz à effet de serre autres que les émissions de combustion résultant de réactions intentionnelles et non intentionnelles entre les substances ou de leur transformation, lorsque l'objectif principal est autre que la production de chaleur, issues notamment des procédés suivants:
 - a) la réduction chimique, électrolytique ou pyrométallurgique de composés métalliques présents dans des minerais, des concentrés et des matières secondaires;
 - b) l'élimination des impuretés présentes dans les métaux et les composés métalliques;
 - c) la décomposition des carbonates, y compris ceux utilisés pour l'épuration des effluents gazeux;
 - d) les synthèses chimiques de produits et d'intermédiaires dans lesquelles la matière carbonée participe à la réaction;
 - e) l'utilisation d'additifs ou de matières premières contenant du carbone;
 - f) la réduction chimique ou électrolytique d'oxydes métalloïdes ou d'oxydes non métalliques, tels que les oxydes de silicium et les phosphates;
- 17) «lot»: une quantité de combustible ou de matière échantillonnée de manière représentative et caractérisée et transférée en un seul chargement ou de manière continue pendant une période donnée;
- 18) «matière mixte»: une matière contenant à la fois de la biomasse et du carbone fossile;
- 19) «facteur d'émission préliminaire»: le facteur d'émission total présumé d'un combustible ou d'une matière, évalué d'après la teneur en carbone de sa fraction issue de la biomasse et de sa fraction fossile, avant multiplication par la fraction fossile pour donner le facteur d'émission;
- 20) «fraction fossile»: la part de carbone fossile dans la quantité totale de carbone contenue dans un combustible ou une matière, exprimée sous la forme d'une fraction;
- 21) «fraction issue de la biomasse»: la part de carbone issu de la biomasse dans la quantité totale de carbone contenue dans un combustible ou une matière, exprimée sous la forme d'une fraction;
- 22) «mesure continue des émissions»: un ensemble d'opérations ayant pour but de déterminer la valeur d'une grandeur au moyen de mesures périodiques sous la forme de mesures in situ au niveau de la cheminée ou de procédures extractives au moyen d'un instrument de mesure situé à proximité de la cheminée, à l'exclusion des méthodes de mesure fondées sur le prélèvement d'échantillons isolés dans la cheminée;
- 23) «CO₂ intrinsèque»: le CO₂ qui entre dans la composition d'un flux;
- 24) «carbone fossile»: le carbone inorganique et le carbone organique non issu de la biomasse;
- 25) «point de mesure»: la source d'émission pour laquelle des systèmes de mesure continue des émissions (SMCE) sont utilisés pour mesurer les émissions, ou la section d'un pipeline pour laquelle le débit de CO₂ est déterminé au moyen de systèmes de mesure continue;
- 26) «émissions fugitives»: les émissions irrégulières ou non intentionnelles à partir de sources qui ne sont pas localisées ou qui sont trop disparates ou trop petites pour faire l'objet d'une surveillance individuelle;

- 27) «conditions standard»: une température de 273,15 K et une pression de 101 325 Pa définissant des normomètres cubes (Nm³);
- 28) «variables représentatives»: des valeurs annuelles corroborées de manière empirique ou provenant de sources reconnues, qui sont utilisées par un exploitant pour remplacer un ensemble de données afin de garantir l'exhaustivité de la déclaration;
- 29) «chaleur mesurable»: un flux thermique net transporté dans des canalisations ou des conduits identifiables au moyen d'un milieu caloporteur tel que, notamment, la vapeur, l'air chaud, l'eau, l'huile, les métaux et les sels liquides, pour lequel un compteur d'énergie thermique est installé ou pourrait l'être;
- 30) «compteur d'énergie thermique»: un compteur d'énergie thermique ou tout autre dispositif conçu pour mesurer et enregistrer la quantité d'énergie thermique produite sur la base des volumes et des températures des flux;
- 31) «chaleur non mesurable»: toute chaleur autre que la chaleur mesurable;
- 32) «gaz résiduaire»: un gaz contenant du carbone incomplètement oxydé à l'état gazeux dans les conditions standard, qui résulte d'un des procédés énumérés au point 16);
- 33) «procédé multifonctionnel»: un procédé qui permet de produire plusieurs extrants ou dont les extrants entrent dans plusieurs procédés de production;
- 34) «coproduit»: deux produits ou plus résultant du même procédé de production;
- 35) «marchandise non couverte par le MACF»: toute marchandise produite dans l'installation qui n'est pas énumérée à l'annexe I du règlement (UE) 2023/956;
- 36) «ensemble de données»: un seul type de données se rapportant, selon le cas, à l'installation ou au procédé de production, parmi les données suivantes:
- a) la quantité de combustible ou de matière consommée ou produite par un procédé de production selon qu'il convient pour la méthode fondée sur le calcul, exprimée en térajoules, en masse en tonnes ou, pour les gaz, en volume en normomètres cubes, suivant le cas, y compris pour les gaz résiduaires;
 - b) un facteur de calcul;
 - c) la quantité nette de chaleur mesurable et les paramètres nécessaires à sa détermination, notamment:
 - le débit massique du milieu caloporteur, et
 - l'enthalpie du milieu caloporteur transmis et restitué, telle que spécifiée par composition, température, pression et saturation;
 - d) les quantités de chaleur non mesurable, spécifiées par les quantités de combustibles utilisées pour produire de la chaleur, ainsi que par le PCI de la combinaison de combustibles;
 - e) les quantités d'électricité;
 - f) les quantités de CO₂ transféré entre installations;
 - g) les quantités de précurseurs reçus en dehors du processus de production, et leurs paramètres pertinents, tels que le pays d'origine, le mode de production utilisé, les émissions directes et indirectes spécifiques;
- 37) «exigences minimales»: les méthodes de surveillance faisant appel au minimum d'efforts admis pour déterminer les données afin d'obtenir des données d'émission acceptables aux fins du règlement (UE) 2023/956;
- 38) «améliorations recommandées»: les méthodes de surveillance dont il a été établi qu'elles garantissent des données plus précises ou moins susceptibles d'engendrer des erreurs que la simple application des exigences minimales;
- 39) «système de contrôle»: l'évaluation des risques réalisée par l'exploitant et l'ensemble des activités de contrôle, y compris la gestion continue de celles-ci, qu'un exploitant a établies, documentées, mises en œuvre et tenues à jour conformément à l'annexe II, point A.2.

2. MISE EN CORRESPONDANCE DES CODES NC ET DES CATÉGORIES AGRÉGÉES DE MARCHANDISES

Le tableau 1 figurant dans ce point définit les catégories agrégées de marchandises pour chaque code NC énuméré à l'annexe I du règlement (UE) 2023/956. Ces catégories servent à définir les limites du système des procédés de production correspondant aux marchandises énumérées à l'annexe I dudit règlement.

Tableau 1

Mise en correspondance des codes NC et des catégories agrégées de marchandises

Code NC	Catégorie agrégée de marchandises	Gaz à effet de serre
Ciment		
2507 00 80 – Autres argiles kaoliniques	Argile calcinée	Dioxyde de carbone
2523 10 00 – Ciments non pulvérisés dits «clinkers»	Ciments non pulvérisés dits «clinkers»	Dioxyde de carbone
2523 21 00 – Ciments Portland blancs, même colorés artificiellement 2523 29 00 – Autres ciments Portland 2523 90 00 – Autres ciments hydrauliques	Ciment	Dioxyde de carbone
2523 30 00 – Ciments alumineux	Ciments alumineux	Dioxyde de carbone
Électricité		
2716 00 00 – Énergie électrique	Électricité	Dioxyde de carbone
Engrais		
2808 00 00 – Acide nitrique; acides sulfonitriques	Acide nitrique	Dioxyde de carbone et protoxyde d'azote
3102 10 – Urée, même en solution aqueuse	Urée	Dioxyde de carbone
2814 – Ammoniac anhydre ou en solution aqueuse (ammoniaque)	Ammoniac	Dioxyde de carbone
2834 21 00 – Nitrates de potassium 3102 – Engrais minéraux ou chimiques azotés excepté 3102 10 (Urée) 3105 – Engrais minéraux ou chimiques contenant deux ou trois des éléments fertilisants: azote, phosphore et potassium; autres engrais – Exception: 3105 60 00 – Engrais minéraux ou chimiques contenant les deux éléments fertilisants: phosphore et potassium	Engrais mélangés	Dioxyde de carbone et protoxyde d'azote
Fonte, fer et acier		
2601 12 00 – Minerai de fer agglomérés et leurs concentrés, autres que les pyrites de fer grillées	Minerai aggloméré	Dioxyde de carbone
7201 – Fontes brutes et fontes spiegel en gueuses, saumons ou autres formes primaires Certains produits sous 7205 (Grenailles et poudres de fonte brute, de fonte spiegel, de fer ou d'acier) peuvent être inclus ici	Fontes brutes	Dioxyde de carbone
7202 1 – Ferromanganèse	FeMn	Dioxyde de carbone

Code NC	Catégorie agrégée de marchandises	Gaz à effet de serre
7202 4 – Ferrochrome	FeCr	Dioxyde de carbone
7202 6 – Ferronickel	FeNi	Dioxyde de carbone
7203 – Produits ferreux obtenus par réduction directe des minerais de fer et autres produits ferreux spongieux	Fer de réduction directe	Dioxyde de carbone
7206 – Fer et aciers non alliés en lingots ou autres formes primaires, à l'exclusion du fer du n° 7203 7207 – Demi-produits en fer ou en aciers non alliés 7218 – Aciers inoxydables en lingots ou autres formes primaires; demi-produits en aciers inoxydables 7224 – Autres aciers alliés en lingots ou autres formes primaires; demi-produits en autres aciers alliés	Acier brut	Dioxyde de carbone
7205 – Grenailles et poudres de fonte brute, de fonte spiegel, de fer ou d'acier (si non couverts dans la catégorie «fontes brutes») 7208 – Produits laminés plats, en fer ou en aciers non alliés, d'une largeur de 600 mm ou plus, laminés à chaud, non plaqués ni revêtus: 7209 – Produits laminés plats, en fer ou en aciers non alliés, d'une largeur de 600 mm ou plus, laminés à froid, non plaqués ni revêtus 7210 – Produits laminés plats, en fer ou en aciers non alliés, d'une largeur de 600 mm ou plus, plaqués ou revêtus 7211 – Produits laminés plats, en fer ou en aciers non alliés, d'une largeur inférieure à 600 mm, non plaqués ni revêtus 7212 – Produits laminés plats, en fer ou en aciers non alliés, d'une largeur inférieure à 600 mm, plaqués ou revêtus 7213 – Fil machine en fer ou en aciers non alliés 7214 – Barres en fer ou en aciers non alliés, simplement forgées, laminées ou filées à chaud ainsi que celles ayant subi une torsion après laminage 7215 – Autres barres en fer ou en aciers non alliés 7216 – Profilés en fer ou en aciers non alliés 7217 – Fils en fer ou en aciers non alliés 7219 – Produits laminés plats en aciers inoxydables, d'une largeur de 600 mm ou plus 7220 – Produits laminés plats en aciers inoxydables, d'une largeur inférieure à 600 mm 7221 – Fil machine en aciers inoxydables 7222 – Barres et profilés en aciers inoxydables 7223 – Fils en aciers inoxydables 7225 – Produits laminés plats en autres aciers alliés, d'une largeur de 600 mm ou plus 7226 – Produits laminés plats en autres aciers alliés, d'une largeur inférieure à 600 mm	Produits en fonte ou en acier	Dioxyde de carbone

Code NC	Catégorie agrégée de marchandises	Gaz à effet de serre
<p>7227 – Fil machine en autres aciers alliés</p> <p>7228 – Barres et profilés en autres aciers alliés; barres creuses pour le forage en aciers alliés ou non alliés</p> <p>7229 – Fils en autres aciers alliés</p> <p>7301 – Palplanches en fer ou en acier, même percées ou faites d'éléments assemblés; profilés obtenus par soudage, en fer ou en acier</p> <p>7302 – Éléments de voies ferrées, en fonte, fer ou acier: rails, contre-rails et crémaillères, aiguilles, pointes de cœur, tringles d'aiguillage et autres éléments de croisement ou changement de voies, traverses, éclisses, coussinets, coins, selles d'assise, plaques de serrage, plaques et barres d'écartement et autres pièces spécialement conçues pour la pose, le jointement ou la fixation des rails</p> <p>7303 – Tubes, tuyaux et profilés creux, en fonte</p> <p>7304 – Tubes, tuyaux et profilés creux, sans soudure, en fer ou en acier</p> <p>7305 – Autres tubes et tuyaux (soudés ou rivés, par exemple), de section circulaire, d'un diamètre extérieur excédant 406,4 mm, en fer ou en acier</p> <p>7306 – Autres tubes, tuyaux et profilés creux (soudés, rivés, agrafés ou à bords simplement rapprochés, par exemple), en fer ou en acier</p> <p>7307 – Accessoires de tuyauterie (raccords, coudes, manchons, par exemple), en fonte, fer ou acier</p> <p>7308 – Constructions et parties de constructions (ponts et éléments de ponts, portes d'écluses, tours, pylônes, piliers, colonnes, charpentes, toitures, portes et fenêtres et leurs cadres, chambranles et seuils, rideaux de fermeture, balustrades, par exemple), en fonte, fer ou acier, à l'exception des constructions préfabriquées du no 9406; tôles, barres, profilés, tubes et similaires, en fonte, fer ou acier, préparés en vue de leur utilisation dans la construction</p> <p>7309 – Réservoirs, foudres, cuves et récipients similaires pour toutes matières (à l'exception des gaz comprimés ou liquéfiés), en fonte, fer ou acier, d'une contenance excédant 300 l, sans dispositifs mécaniques ou thermiques, même avec revêtement intérieur ou calorifuge</p> <p>7310 – Réservoirs, fûts, tambours, bidons, boîtes et récipients similaires, pour toutes matières (à l'exception des gaz comprimés ou liquéfiés), en fonte, fer ou acier, d'une contenance n'excédant pas 300 l, sans dispositifs mécaniques ou thermiques, même avec revêtement intérieur ou calorifuge</p> <p>7311 – Récipients pour gaz comprimés ou liquéfiés, en fonte, fer ou acier</p> <p>7318 – Vis, boulons, écrous, tire-fond, crochets à pas de vis, rivets, goupilles, clavettes, rondelles (y compris les rondelles destinées à faire ressort) et articles similaires, en fonte, fer ou acier</p> <p>7326 – Autres ouvrages en fer ou en acier</p>		
Aluminium		
7601 – Aluminium sous forme brute	Aluminium sous forme brute	Dioxyde de carbone et hydrocarbures perfluorés

Code NC	Catégorie agrégée de marchandises	Gaz à effet de serre
7603 – Poudres et paillettes d'aluminium 7604 – Barres et profilés en aluminium 7605 – Fils en aluminium 7606 – Tôles et bandes en aluminium, d'une épaisseur excédant 0,2 mm 7607 – Feuilles et bandes minces en aluminium (même imprimées ou fixées sur papier, carton, matières plastiques ou supports similaires) d'une épaisseur n'excédant pas 0,2 mm (support non compris) 7608 – Tubes et tuyaux en aluminium 7609 00 00 – Accessoires de tuyauterie (raccords, coudes, manchons, par exemple), en aluminium 7610 – Constructions et parties de constructions (ponts et éléments de ponts, tours, pylônes, piliers, colonnes, charpentes, toitures, portes et fenêtres et leurs cadres, chambranles et seuils, balustrades, par exemple), en aluminium, à l'exception des constructions préfabriquées du no 9406; tôles, barres, profilés, tubes et similaires, en aluminium, préparés en vue de leur utilisation dans la construction 7611 00 00 Réservoirs, foudres, cuves et récipients similaires pour toutes matières (à l'exception des gaz comprimés ou liquéfiés), en aluminium, d'une contenance excédant 300 l, sans dispositifs mécaniques ou thermiques, même avec revêtement intérieur ou calorifuge 7612 – Réservoirs, fûts, tambours, bidons, boîtes et récipients similaires en aluminium (y compris les étuis tubulaires rigides ou souples), pour toutes matières (à l'exception des gaz comprimés ou liquéfiés), d'une contenance n'excédant pas 300 l, sans dispositifs mécaniques ou thermiques, même avec revêtement intérieur ou calorifuge 7613 00 00 – Récipients en aluminium pour gaz comprimés ou liquéfiés 7614 – Torons, câbles, tresses et similaires, en aluminium, non isolés pour l'électricité 7616 – Autres ouvrages en aluminium	Produits en aluminium	Dioxyde de carbone et hydrocarbures perfluorés
Substances chimiques		
2804 10 00 – Hydrogène	Hydrogène	Dioxyde de carbone

3. UNITÉS FONCTIONNELLES ET LIMITES DU SYSTÈME

3.1. Règles transsectorielles

Les émissions intrinsèques spécifiques sont calculées comme étant les émissions du procédé de production et, pour les marchandises complexes, les émissions intrinsèques des précurseurs servant à produire l'unité fonctionnelle de la marchandise au cours de la période de déclaration.

Les limites du système sont définies par catégorie agrégée de marchandises et couvrent les émissions directes, les émissions indirectes résultant de la consommation d'électricité, le cas échéant au titre du règlement (UE) 2023/956, émises par tous les procédés directement ou indirectement liés aux procédés de production, ainsi que les émissions intrinsèques des précurseurs, que ces précurseurs soient produits dans l'installation ou obtenus auprès d'une autre installation. Outre ces règles générales, les détails spécifiques de chaque catégorie agrégée de marchandises sont exposés aux points 3.2 à 3.19. Toute marchandise MACF produite au moyen d'un mode de production non énuméré aux points 3.2 à 3.19 est soumise aux règles transsectorielles décrites au présent point et aux règles sectorielles si le mode de production est une combinaison des modes de production énumérés aux points 3.2 à 3.19.

L'achat et l'entretien des infrastructures et des équipements sont exclus des limites du système.

Lorsque le procédé de production de marchandises complexes énumérées à l'annexe II du règlement (UE) 2023/956 comprend un ou plusieurs précurseurs énumérés dans ladite annexe, les émissions indirectes de ces précurseurs seront prises en compte dans le calcul des émissions intrinsèques des marchandises complexes. Lorsque le procédé de production de marchandises complexes non énumérées dans ladite annexe comprend un ou plusieurs précurseurs énumérés dans ladite annexe, les émissions indirectes de ces précurseurs ne seront pas prises en compte dans le calcul des émissions intrinsèques des marchandises complexes.

3.2. **Argile calcinée**

3.2.1. *Dispositions particulières*

Néant.

3.2.2. *Limites du système*

Pour l'argile calcinée, la surveillance des émissions directes englobe:

- tous les procédés directement ou indirectement liés aux procédés de production, tels que la préparation des matières premières, le mélange, le séchage et la calcination, et l'épuration des gaz de combustion,
- les émissions de CO₂ résultant de la combustion de combustibles ainsi que celles liées aux matières premières, le cas échéant.

3.3. **Ciments non pulvérisés dits «clinkers»**

3.3.1. *Dispositions particulières*

Aucune distinction n'est faite entre le clinker de ciment gris et de ciment blanc.

3.3.2. *Limites du système*

Pour les ciments non pulvérisés dits «clinkers», la surveillance des émissions directes tient compte:

- de la calcination du calcaire et d'autres carbonates contenus dans les matières premières, les combustibles fossiles classiques alimentant les fours, les combustibles fossiles et matières premières de substitution alimentant les fours, les combustibles issus de la biomasse alimentant les fours (par exemple, les combustibles dérivés de déchets), les combustibles non destinés à alimenter les fours, le carbone non issu de carbonates contenu dans les matières premières, ou d'autres matières premières (comme les cendres volantes) entrant dans la composition de la farine crue dans le four et les matières premières utilisées pour l'épuration des effluents gazeux,
- des dispositions supplémentaires du point B.9.2 de l'annexe II.

3.4. **Ciment**

3.4.1. *Dispositions particulières*

Néant.

3.4.2. *Limites du système*

Pour le ciment, la surveillance des émissions directes tient compte:

- de tous les procédés directement ou indirectement liés aux procédés de production, lorsqu'il y a lieu pour le séchage des matières.

3.5. **Ciments alumineux**

3.5.1. *Dispositions particulières*

Néant.

3.5.2. *Limites du système*

Pour les ciments alumineux, la surveillance des émissions directes tient compte:

- de tous les procédés directement ou indirectement liés aux procédés de production dans lesquels du combustible est brûlé,
- des émissions de procédé résultant des carbonates contenus dans les matières premières, le cas échéant, et de l'épuration des gaz de combustion.

3.6. **Hydrogène**

3.6.1. *Dispositions particulières*

Seule la production d'hydrogène pur ou de mélanges d'hydrogène avec de l'azote utilisables dans la production de l'ammoniac est prise en considération. Il n'est pas tenu compte de la consommation de gaz de synthèse ou d'hydrogène en tant que précurseur dans des raffineries ou des installations de produits chimiques organiques, lorsque l'hydrogène est utilisé exclusivement dans ces centrales et n'est pas utilisé pour la production des marchandises énumérées à l'annexe I du règlement (UE) 2023/956.

3.6.2. *Limites du système*

3.6.2.1. Reformage à la vapeur et oxydation partielle

Pour ces modes de production, la surveillance des émissions directes tient compte:

- de tous les procédés directement ou indirectement liés à la production d'hydrogène et à la séparation de l'hydrogène et du monoxyde de carbone, ainsi que de l'épuration des gaz de combustion,
- de tous les combustibles utilisés dans le procédé de production de l'hydrogène, qu'ils soient utilisés ou non à des fins énergétiques, ainsi que les combustibles utilisés dans d'autres procédés de combustion, y compris pour la production d'eau chaude ou de vapeur.

3.6.2.2. Vapocraquage

Pour ce mode de production, la surveillance des émissions directes tient compte:

- de tous les procédés directement liés à la production d'hydrogène,
- de tous les procédés directement ou indirectement liés aux procédés de production, ainsi que de l'épuration des gaz de combustion.

3.7. **Ammoniaque**

3.7.1. *Dispositions particulières*

Néant.

3.7.2. *Limites du système*

3.7.2.1. Procédé de Haber-Bosch avec reformage à la vapeur de gaz naturel ou de biogaz

Pour ce mode de production, la surveillance des émissions directes englobe:

- tous les procédés directement ou indirectement liés aux procédés de production, ainsi que l'épuration des gaz de combustion,
- tous les combustibles devant être surveillés, indépendamment de leur utilisation comme matière entrante énergétique ou non énergétique,
- lorsque du biogaz est utilisé, les dispositions du point B.3.3 de l'annexe II.

3.7.2.2. Procédé de Haber-Bosch avec gazéification de charbon ou d'autres combustibles

Ce mode de production s'applique lorsque de l'hydrogène est produit par gazéification de charbon, de combustibles lourds de raffinerie ou d'autres matières premières fossiles. Les matières entrantes peuvent inclure de la biomasse, pour laquelle les dispositions du point B.3.3 de l'annexe II sont prises en considération.

Pour ce mode de production, la surveillance des émissions directes englobe:

- tous les procédés directement ou indirectement liés aux procédés de production, ainsi que l'épuration des gaz de combustion,
- tout apport de combustible qui est surveillé comme un flux de combustible, indépendamment de son utilisation comme matière entrante énergétique ou non énergétique.

3.8. Acide nitrique

3.8.1. Dispositions particulières

Néant.

3.8.2. Limites du système

Pour l'acide nitrique, la surveillance des émissions directes tient compte:

- de tous les procédés directement ou indirectement liés aux procédés de production, ainsi que de l'épuration des gaz de combustion,
- de toutes les sources émettant du N₂O dans le cadre des procédés de production, y compris les émissions avec ou sans dispositif d'atténuation. Les émissions de N₂O résultant de la combustion de combustibles sont exclues de la surveillance.

3.9. Urée

3.9.1. Dispositions particulières

Néant.

3.9.2. Limites du système

Pour l'urée, la surveillance des émissions directes tient compte:

- de tous les procédés directement ou indirectement liés aux procédés de production, ainsi que de l'épuration des gaz de combustion,
- du fait que lorsque du CO₂ est reçu d'une autre installation comme matière entrante, le CO₂ reçu est considéré comme une émission, s'il n'est pas déjà compté comme émission de l'installation où le CO₂ a été produit.

3.10. Engrais mélangés

3.10.1. Dispositions particulières

Ce point s'applique à la production de tous les types d'engrais contenant de l'azote, y compris le nitrate d'ammonium, l'ammonitrate granulé, le sulfate d'ammonium, les phosphates d'ammonium, le mélange d'urée et de nitrate d'ammonium, ainsi que les engrais à base d'azote-phosphore (NP), d'azote-potassium (NK) et d'azote-phosphore-potassium (NPK). Tous les types d'opérations sont inclus tels que le mélange, la neutralisation, la granulation, la solidification, qu'il s'agisse d'un simple mélange physique ou de réactions chimiques.

Les quantités des différents composés azotés contenus dans le produit final sont consignées conformément au règlement (UE) 2019/1009 du Parlement européen et du Conseil ⁽²⁾:

- la teneur en N sous forme d'ammoniac (NH_4^+),
- la teneur en N sous forme de nitrate (NO_3^-),
- la teneur en N sous forme d'urée,
- la teneur en N sous d'autres formes (organiques).

3.10.2. *Limites du système*

Pour les engrais mélangés, la surveillance des émissions directes englobe:

- tous les procédés directement ou indirectement liés aux procédés de production, tels que le séchage et le chauffage des matières premières, et l'épuration des gaz de combustion.

3.11. **Minerai aggloméré**

3.11.1. *Dispositions particulières*

Cette catégorie agrégée de marchandises inclut tous les types de production de boulettes de minerai de fer (pour la vente de boulettes ainsi que pour utilisation directe dans la même installation) et de production de sinters. Dans la mesure couverte par le code NC 2601 12 00, les minerais de fer utilisés comme précurseurs pour le ferrochrome (FeCr), le ferromanganèse (FeMn) ou le ferronickel (FeNi) peuvent également être pris en considération.

3.11.2. *Limites du système*

Pour le minerai aggloméré, la surveillance des émissions directes englobe:

- tous les procédés émettant du CO_2 associé à des matières telles que le calcaire et autres carbonates ou minerais carbonatés,
- tous les procédés émettant du CO_2 issu de tous les combustibles y compris le coke, les effluents gazeux tels que le gaz de cokerie, le gaz de haut-fourneau ou le gaz de convertisseur; les combustibles directement ou indirectement liés au procédé de production, et les matières utilisées pour l'épuration des gaz de combustion.

3.12. **FeMn (ferromanganèse), FeCr (ferrochrome) et FeNi (ferronickel)**

3.12.1. *Dispositions particulières*

Ce procédé couvre uniquement la production des alliages recensés sous les codes NC 7202 1, 7202 4 et 7202 6. Les autres matières ferreuses à teneur importante en alliage telles que les fontes spiegel ne sont pas couvertes. La fonte brute de nickel est incluse si la teneur en nickel est supérieure à 10 %.

Lorsque des gaz résiduels ou autres effluents gazeux sont émis sans dispositif d'atténuation, le CO contenu dans les gaz résiduels sont considérés comme étant l'équivalent molaire des émissions de CO_2 .

3.12.2. *Limites du système*

Pour le FeMn, le FeCr et le FeNi, la surveillance des émissions directes englobe:

- tous les procédés directement ou indirectement liés aux procédés de production émettant des émissions de CO_2 résultant de la consommation de combustibles, indépendamment de leur utilisation énergétique ou non énergétique,
- tous les procédés directement ou indirectement liés aux procédés de production émettant des émissions de CO_2 issues de matières entrantes telles que du calcaire ou résultant de l'épuration des gaz de combustion,

⁽²⁾ Règlement (UE) 2019/1009 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 établissant les règles relatives à la mise à disposition sur le marché des fertilisants UE, modifiant les règlements (CE) n° 1069/2009 et (CE) n° 1107/2009 et abrogeant le règlement (CE) n° 2003/2003 (JO L 170 du 25.6.2019, p. 1, ELI: <http://data.europa.eu/eli/reg/2019/1009/oj>).

- de tous les procédés directement ou indirectement liés aux procédés de production émettant des émissions de CO₂ résultant de la consommation d'électrodes ou de pâtes à électrode,
- le carbone qui reste dans le produit ou en scories ou en déchets est pris en compte en utilisant une méthode du bilan massique conformément au point B.3.2 de l'annexe II.

3.13. Fonte brute

3.13.1. Dispositions particulières

Cette catégorie agrégée de marchandises inclut les fontes brutes non alliées provenant de hauts-fourneaux ainsi que les fontes brutes alliées (fontes spiegel, par exemple), indépendamment de la forme physique (lingots, granulés, par exemple). La fonte brute de nickel est incluse si la teneur en nickel est inférieure à 10 %. Dans les usines sidérurgiques intégrées, la fonte brute liquide («métal chaud») directement chargée dans le convertisseur d'oxygène est le produit qui sépare le procédé de production de la fonte brute du procédé de production de l'acier brut. Lorsque l'installation ne vend pas ou ne transfère pas de fontes brutes vers d'autres installations, un procédé de production conjoint comprenant de l'acier brut peut être mis en place sous réserve des règles de l'article 4.

3.13.2. Limites du système

3.13.2.1. Filière hauts-fourneaux

Pour ce mode de production, la surveillance des émissions directes englobe:

- tous les procédés directement ou indirectement liés aux procédés de production émettant du CO₂ issu de combustibles et d'agents réducteurs tels que le coke, la poussière de coke, le charbon, le fioul, les déchets de matières plastiques, le gaz naturel, les déchets ligneux, le charbon de bois, ainsi que de gaz résiduels tels que le gaz de cokerie, le gaz de haut-fourneau ou le gaz de convertisseur,
- lorsque de la biomasse est utilisée, les dispositions du point B.3.3 de l'annexe II sont prises en considération,
- tous les procédés directement ou indirectement liés aux procédés de production émettant du CO₂ associé à des matières telles que le calcaire, la magnésite et autres carbonates, les minerais carbonatés; les matières utilisées pour l'épuration des gaz de combustion,
- le carbone qui reste dans le produit ou en scories ou en déchets est pris en compte en utilisant une méthode du bilan massique conformément au point B.3.2 de l'annexe II.

3.13.2.2. Fusion réductrice

Pour ce mode de production, la surveillance des émissions directes englobe:

- tous les procédés directement ou indirectement liés aux procédés de production émettant du CO₂ issu de combustibles et d'agents réducteurs tels que le coke, la poussière de coke, le charbon, le fioul, les déchets de matières plastiques, le gaz naturel, les déchets ligneux, le charbon de bois, les gaz résiduels issus du procédé ou le gaz de convertisseur,
- lorsque de la biomasse est utilisée, les dispositions du point B.3.3 de l'annexe II sont prises en considération,
- tous les procédés directement ou indirectement liés aux procédés de production émettant du CO₂ associé à des matières telles que le calcaire, la magnésite et autres carbonates, les minerais carbonatés; les matières utilisées pour l'épuration des gaz de combustion,
- le carbone qui reste dans le produit ou en scories ou en déchets est pris en compte en utilisant une méthode du bilan massique conformément au point B.3.2 de l'annexe II.

3.14. Fer de réduction directe

3.14.1. Dispositions particulières

Un seul mode de production est défini, bien que différentes technologies puissent utiliser différentes qualités de minerais, qui peuvent nécessiter la pelletisation ou le frittage, et différents agents réducteurs (gaz naturel, différents combustibles fossiles ou biomasse, hydrogène). Par conséquent, le minerai aggloméré ou l'hydrogène peuvent être pertinents en tant que précurseurs. En tant que produits, la tournure de fer, le fer aggloméré à chaud ou d'autres formes de fer de réduction directe peuvent être pertinents, y compris le fer de réduction directe alimentant directement des fours électriques à arc ou d'autres procédés en aval.

Lorsque l'installation ne vend pas ou ne transfère pas de fer de réduction directe à d'autres installations, un procédé de production conjoint comprenant de l'acier peut être mis en place sous réserve des règles de l'article 4.

3.14.2. *Limites du système*

Pour ce mode de production, la surveillance des émissions directes englobe:

- tous les procédés directement ou indirectement liés aux procédés de production émettant du CO₂ issu de combustibles et d'agents réducteurs tels que le charbon, le gaz naturel, le fioul, les gaz résiduels issus du procédé ou le gaz de convertisseur, etc.,
- lorsque du biogaz ou d'autres formes de biomasse sont utilisés, les dispositions du point B.3.3 de l'annexe II sont prises en considération,
- tous les procédés directement ou indirectement liés aux procédés de production émettant du CO₂ associé à des matières telles que le calcaire, la magnésite et autres carbonates, les minerais carbonatés, les matières utilisées pour l'épuration des gaz de combustion,
- le carbone qui reste dans le produit ou en scories ou en déchets est pris en compte en utilisant une méthode du bilan massique conformément au point B.3.2 de l'annexe III.

3.15. **Acier brut**

3.15.1. *Dispositions particulières*

Les limites du système couvrent l'ensemble des activités et unités nécessaires pour obtenir de l'acier brut:

- si le procédé commence avec du métal chaud (fonte brute liquide), les limites du système comprennent le convertisseur d'oxygène, le dégazage par le vide, la métallurgie secondaire, la décarburation à l'argon et à l'oxygène/la décarburation à l'oxygène par le vide, la coulée continue ou la coulée en lingotières, le cas échéant le laminage à chaud ou le forgeage à chaud, ainsi que l'ensemble des activités auxiliaires nécessaires telles que les transferts, le réchauffage et l'épuration des gaz de combustion,
- si le procédé utilise un four électrique à arc, les limites du système comprennent l'ensemble des activités et unités pertinentes telles que le four électrique à arc en tant que tel, la métallurgie secondaire, le dégazage par le vide, la décarburation à l'argon et à l'oxygène/la décarburation à l'oxygène par le vide, la coulée continue ou la coulée en lingotières, le cas échéant le laminage à chaud ou le forgeage à chaud, ainsi que l'ensemble des activités auxiliaires nécessaires telles que les transferts, le chauffage des matières premières et de l'équipement, le réchauffage et l'épuration des gaz de combustion,
- seuls le laminage à chaud primaire et le dégrossissage par forgeage pour obtenir des produits semi-finis relevant des codes NC 7207, 7218 et 7224 sont inclus dans cette catégorie agrégée de marchandises. Tous les autres procédés de laminage et de forgeage sont inclus dans la catégorie agrégée de marchandises «produits en fonte, fer ou acier».

3.15.2. *Limites du système*

3.15.2.1. *Aciérie à l'oxygène*

Pour ce mode de production, la surveillance des émissions directes englobe:

- tous les procédés directement ou indirectement liés aux procédés de production émettant du CO₂ issu de combustibles tels que le charbon, le gaz naturel, le fioul, les gaz résiduels tels que le gaz de haut-fourneau, le gaz de cokerie ou le gaz de convertisseur,
- tous les procédés directement ou indirectement liés aux procédés de production émettant du CO₂ associé à des matières telles que le calcaire, la magnésite et autres carbonates, les minerais carbonatés; les matières utilisées pour l'épuration des gaz de combustion,
- le carbone qui entre dans le procédé sous forme de ferraille, d'alliages, de graphite ou autre, et le carbone qui reste dans le produit ou en scories ou en déchets sont pris en compte en utilisant une méthode du bilan massique conformément au point B.3.2 de l'annexe III.

3.15.2.2. Four électrique à arc

Pour ce mode de production, la surveillance des émissions directes tient compte:

- de tous les procédés directement ou indirectement liés aux procédés de production émettant du CO₂ issu de combustibles tels que le charbon, le gaz naturel, le fioul, ainsi que des gaz résiduels tels que le gaz de haut-fourneau, le gaz de cokerie ou le gaz de convertisseur,
- de tous les procédés directement ou indirectement liés aux procédés de production émettant du CO₂ résultant de la consommation d'électrodes et de pâtes à électrode,
- tous les procédés directement ou indirectement liés aux procédés de production émettant du CO₂ associé à des matières telles que le calcaire, la magnésite et autres carbonates, les minerais carbonatés; les matières utilisées pour l'épuration des gaz de combustion,
- le carbone qui entre dans le procédé, par exemple, sous la forme de ferraille, d'alliages et de graphite, et le carbone qui reste dans le produit ou en scories ou en déchets sont pris en compte en utilisant une méthode du bilan massique conformément au point B.3.2 de l'annexe III.

3.16. Produits en fonte, fer ou acier

3.16.1. Dispositions particulières

Néant.

3.16.2. Limites du système

Pour les produits en fonte, fer ou acier, la surveillance des émissions directes tient compte:

- de tous les procédés directement ou indirectement liés aux procédés de production émettant des émissions de CO₂ résultant de la combustion de combustibles et les émissions de procédé résultant du traitement des fumées, y compris le réchauffage, la refusion, la coulée, le laminage à chaud, le laminage à froid, le forgeage, le recuit, le revêtement, la galvanisation, le tréfilage, le décapage et à l'exclusion des procédés suivants: la métallisation, la découpe, le soudage et la finition des produits en fonte, fer ou acier.

3.17. Aluminium sous forme brute

3.17.1. Dispositions particulières

Cette catégorie agrégée de marchandises inclut l'aluminium non allié et allié, sous forme physique typique pour les métaux sous forme brute, par exemple en lingots, en brames, en billettes ou en grenailles. Dans les usines d'aluminium intégrées, l'aluminium liquide directement chargé dans la production de produits en aluminium est également inclus.

3.17.2. Limites du système

3.17.2.1. Fusion (électrolytique) primaire

Pour ce mode de production, la surveillance des émissions directes tient compte:

- de tous les procédés directement ou indirectement liés aux procédés de production émettant des émissions de CO₂ résultant de la consommation d'électrodes ou de pâtes à électrode,
- de tous les procédés directement ou indirectement liés aux procédés de production émettant des émissions de CO₂ résultant des combustibles utilisés (pour le séchage et le préchauffage des matières premières, le chauffage des cellules d'électrolyse, le chauffage requis pour la coulée, par exemple),
- de tous les procédés directement ou indirectement liés aux procédés de production émettant des émissions de CO₂ issues du traitement des fumées, de soude et de calcaire le cas échéant,
- les émissions d'hydrocarbures perfluorés résultant d'effets d'anode surveillées conformément au point B.7 de l'annexe II.

3.17.2.2. Seconde fusion (recyclage)

La seconde fusion (recyclage) de l'aluminium utilise des débris d'aluminium comme principales matières entrantes. Toutefois, lorsque de l'aluminium sous forme brute provenant d'autres sources est ajouté, cet aluminium est traité comme un précurseur.

Pour ce mode de production, la surveillance des émissions directes tient compte:

- de tous les procédés directement ou indirectement liés aux procédés de production émettant des émissions de CO₂ résultant des combustibles utilisés pour le séchage et le préchauffage des matières premières, utilisés dans des fours de fusion, dans le prétraitement de la ferraille comme le décapage et le déshuilage, et la combustion des résidus liés, et des combustibles requis pour couler les lingots, les billettes ou les brames,
- de tous les procédés directement ou indirectement liés aux procédés de production émettant des émissions de CO₂ résultant des combustibles utilisés dans les activités associées telles que le traitement des écumes et la valorisation du laitier,
- de tous les procédés directement ou indirectement liés aux procédés de production émettant des émissions de CO₂ issues du traitement des fumées, de soude et de calcaire le cas échéant.

3.18. **Produits en aluminium**

3.18.1. *Dispositions particulières*

Néant

3.18.2. *Limites du système*

Pour les produits en aluminium, la surveillance des émissions directes tient compte:

- de tous les procédés directement ou indirectement liés aux procédés de production émettant des émissions de CO₂ résultant de la combustion de combustibles et les émissions de procédé résultant du traitement des fumées, à l'exclusion des procédés suivants: le découpage, le soudage et la finition de produits en aluminium.

3.19. **Électricité**

3.19.1. *Dispositions particulières*

Le facteur d'émission de l'électricité est déterminé conformément au point D.2 de l'annexe III.

3.19.2. *Limites du système*

Pour l'électricité, la surveillance des émissions directes tient compte:

- de tous les procédés directement ou indirectement liés aux procédés de production émettant des émissions de combustion et des émissions de procédés résultant du traitement des fumées.

ANNEXE II

Règles permettant de déterminer l'ensemble de données relatives aux procédés de production se rapportant à l'installation

A. PRINCIPES ET EXIGENCES GÉNÉRALES

A.1. **Approche générale**

1. Aux fins de la détermination des émissions intrinsèques des marchandises, les activités suivantes sont réalisées:
 - a) les procédés de production relatifs aux unités fonctionnelles produites dans l'installation sont identifiés en tenant compte des règles applicables à la fixation des limites du système des procédés de production conformément au point A.4 de la présente annexe;
 - b) au niveau de l'installation produisant les marchandises, les émissions directes de gaz à effet de serre spécifiées à l'annexe II pour ces marchandises sont surveillées conformément aux méthodes exposées au point B de la présente annexe;
 - c) lorsque de la chaleur mesurable est importée vers l'installation, produite ou consommée dans l'installation ou exportée depuis l'installation, les flux thermiques nets sont surveillés conformément aux méthodes exposées au point C de la présente annexe;
 - d) si l'installation produit des marchandises énumérées à l'annexe I du règlement (UE) 2023/956, mais non énumérées à l'annexe II dudit règlement, aux fins de la surveillance des émissions intrinsèques indirectes de ces marchandises, la consommation électrique des procédés de production pertinents est surveillée conformément aux méthodes exposées au point D.1 de la présente annexe. Lorsqu'un lien technique direct ou un accord d'achat d'électricité est en place avec le producteur d'électricité conformément à l'annexe IV, point 6, dudit règlement, les émissions associées à cette production d'électricité sont surveillées afin de déterminer le facteur d'émission pour cette électricité. Toute quantité d'électricité transférée entre procédés de production ou exportée depuis l'installation est également surveillée;
 - e) les émissions directes dans l'installation, avec la production et la consommation de chaleur, la production et la consommation d'électricité, et les flux de gaz résiduels pertinents sont attribués aux procédés de production associés aux marchandises produites en appliquant les règles fournies à l'annexe III. Ces émissions attribuées sont utilisées pour calculer les émissions intrinsèques directes et, le cas échéant, indirectes des marchandises produites, en application du point B de l'annexe III;
 - f) pour les marchandises dont les procédés de production comprennent des précurseurs, faisant de ces marchandises des «marchandises complexes», les émissions intrinsèques du précurseur sont déterminées conformément au point E de la présente annexe, et sont ajoutées aux émissions intrinsèques des marchandises complexes produites, en appliquant les règles fournies au point B de l'annexe III. Lorsque les précurseurs sont eux-mêmes des marchandises complexes, ce procédé est répété de manière récursive jusqu'à ce que plus aucun précurseur ne soit concerné.
2. Un exploitant peut soit déterminer les valeurs réelles des émissions intrinsèques, soit utiliser les valeurs par défaut mises à disposition conformément à l'annexe IV du règlement (UE) 2023/956, soit combiner les valeurs réelles et les valeurs par défaut.
3. Les émissions intrinsèques des marchandises sont calculées en tant que moyenne de la période de déclaration choisie.
4. Pour les précurseurs produits en dehors de l'installation et originaires de pays et territoires tiers qui ne sont pas exemptés en vertu de l'annexe III, point 1, du règlement (UE) 2023/956, les données réelles obtenues de l'exploitant de l'installation produisant le précurseur ne sont utilisées que si les conditions suivantes sont remplies:
 - a) les données doivent être extraites d'un rapport de vérification délivré par un vérificateur disposant d'une accréditation conformément à l'article 18 du règlement délégué (UE) 2025/2551 valable au moment de la délivrance du rapport de vérification et pour le champ d'application sectoriel requis pour la catégorie agrégée de marchandises du précurseur considéré; et
 - b) le rapport de vérification doit couvrir la période de déclaration au cours de laquelle le précurseur a été produit.

5. Lorsque l'exploitant ne dispose pas d'un rapport de vérification satisfaisant aux conditions a) et b), les valeurs par défaut pertinentes, mises à disposition conformément à l'annexe IV du règlement (UE) 2023/956, pour le précurseur sont utilisées.
6. Les données relatives aux émissions au cours d'une période de déclaration complète sont exprimées en tonnes équivalent CO₂ arrondies en tonnes complètes.
7. Tous les paramètres utilisés pour calculer les émissions sont arrondis pour inclure tous les chiffres significatifs aux fins du calcul et de la déclaration des émissions.
8. Les émissions intrinsèques directes et indirectes sont exprimées en tonnes équivalent CO₂ par tonne de marchandises, arrondies pour inclure tous les chiffres significatifs, avec un maximum de 5 chiffres après la virgule.

A.2. Principes de la surveillance

Pour la surveillance des données réelles se rapportant à l'installation, et pour les ensembles de données nécessaires à l'attribution d'émissions aux marchandises, les principes suivants s'appliquent:

1. Exhaustivité: la méthode de surveillance couvre tous les paramètres nécessaires pour déterminer les émissions intrinsèques des marchandises énumérées à l'annexe I du règlement (UE) 2023/956 conformément aux méthodes et formules contenues dans la présente annexe. À cette fin, les principes directeurs suivants s'appliquent:
 - a) les émissions directes se rapportant à l'installation comprennent les émissions de combustion et les émissions de procédé;
 - b) les émissions intrinsèques directes comprennent les émissions attribuées des procédés de production pertinents conformément à l'article 4 et à l'annexe III, sur la base des émissions directes dans cette installation, des émissions liées aux flux thermiques pertinents et aux flux de matières entre les limites du système du procédé, y compris les gaz résiduels, le cas échéant. Les émissions intrinsèques directes comprennent par ailleurs les émissions intrinsèques directes des précurseurs;
 - c) les émissions indirectes, le cas échéant, se rapportant à l'installation couvrent les émissions liées à la consommation électrique dans l'installation;
 - d) les émissions intrinsèques indirectes, le cas échéant, comprennent les émissions indirectes des marchandises produites dans l'installation, et les émissions intrinsèques indirectes des précurseurs;
 - e) pour chaque paramètre, une méthode appropriée conformément au point A.3 de la présente annexe est sélectionnée, garantissant l'absence de doubles comptages et de lacunes dans les données.
2. Cohérence et comparabilité: la surveillance et la déclaration sont cohérentes et comparables dans le temps. À cette fin, les méthodes sélectionnées sont inscrites dans un plan de surveillance de sorte que les méthodes soient utilisées de manière cohérente. Toute modification de la méthode requiert une justification objective. Les motifs pertinents sont, notamment:
 - a) des modifications apportées à la configuration de l'installation en matière de technologie utilisée, de matières entrantes et de combustibles, ou aux marchandises produites;
 - b) de nouvelles sources de données ou méthodes de surveillance doivent être introduites à la suite de changements dans les partenaires commerciaux responsables des données utilisées dans la méthode de surveillance;
 - c) la précision des données peut être améliorée, les flux de données peuvent être simplifiés ou le système de contrôle peut être amélioré.
3. Transparence: les données de surveillance, et notamment les hypothèses, les références, les données d'activité, les facteurs d'émission, les facteurs de calcul, les données relatives aux émissions intrinsèques des précurseurs achetés, la chaleur et l'électricité mesurables, les valeurs par défaut des émissions intrinsèques et toutes les autres données pertinentes aux fins de la présente annexe, sont recueillies, enregistrées, rassemblées, analysées et étayées de manière transparente, de façon à permettre à un vérificateur accrédité conformément à l'article 18 du règlement (UE) 2023/956 de vérifier avec une assurance raisonnable que les données sont exemptes d'inexactitudes importantes. La documentation comprend une liste de toutes les modifications apportées au fonctionnement de l'installation, à la méthode de surveillance et au système de contrôle appliqués, comme indiqué dans le plan de surveillance.

4. Des listes exhaustives et transparentes de toutes les données pertinentes pour déterminer les émissions intrinsèques des marchandises produites sont tenues dans l'installation, y compris les documents d'accompagnement nécessaires, pour une durée d'au moins six ans après la période de déclaration.
5. Exactitude: la méthode de surveillance choisie garantit que la détermination des émissions n'est ni systématiquement ni sciemment inexacte. Les sources d'inexactitudes sont identifiées et réduites dans la mesure du possible. Il convient également de veiller à ce que les calculs et les mesures des émissions atteignent un niveau de précision maximal.

Si des lacunes dans les données ont été constatées ou semblent inévitables, les données de substitution consistent en des estimations prudentes. Les autres cas dans lesquels les données relatives aux émissions se fondent sur des estimations prudentes sont notamment les suivants:

- a) le monoxyde de carbone (CO) émis dans l'atmosphère est calculé comme la quantité molaire équivalente de CO₂;
 - b) toutes les émissions provenant de la biomasse devraient être traitées comme des émissions fossiles, sauf s'il est fourni des éléments de preuve indiquant que les critères d'attribution de la valeur zéro conformément au point B.3.3 de la présente annexe sont remplis.
6. Intégrité des méthodes: la méthode de surveillance choisie permet d'établir avec une assurance raisonnable l'intégrité des données d'émission à déclarer. Les émissions sont déterminées en utilisant les méthodes de surveillance appropriées présentées dans la présente annexe. Les données relatives aux émissions déclarées doivent être exemptes d'inexactitudes significatives, éviter les biais dans la sélection et la présentation des informations et rendre compte de manière crédible et équilibrée des émissions intrinsèques des marchandises produites dans l'installation.
 7. Qualité des données: un système de contrôle visant à garantir la qualité des données à déclarer est appliqué.
 8. Rapport coût-efficacité: lors du choix de la méthode de surveillance, les avantages d'une précision plus grande sont mis en balance avec les coûts supplémentaires engendrés. La surveillance et la déclaration des émissions visent le degré de précision le plus élevé possible, sauf si cela n'est pas techniquement réalisable ou entraînerait des coûts excessifs.
 9. Amélioration continue: les exploitants vérifient régulièrement si le plan de surveillance et sa méthode de surveillance peuvent être améliorés. Si le vérificateur formule des recommandations d'amélioration dans le rapport de vérification, l'exploitant envisage de les mettre en œuvre dans un délai raisonnable, sauf si ces améliorations entraînent des coûts excessifs ou ne sont techniquement pas réalisables.

A.3. Méthodes représentant la source des meilleures données disponibles

1. Aux fins de la détermination des émissions intrinsèques des marchandises, et pour les ensembles de données sous-jacents, telles que les émissions liées à des flux ou des sources d'émissions distincts, des quantités de chaleur mesurable et l'électricité, le principe fondamental est de toujours sélectionner la source des meilleures données disponibles. À cette fin, les principes directeurs suivants s'appliquent:
 - a) si aucune méthode de surveillance n'est proposée dans la présente annexe pour un ensemble de données spécifique, ou si la méthode de surveillance proposée entraîne des coûts excessifs ou n'est pas techniquement réalisable, les valeurs par défaut mises à disposition conformément à l'annexe IV du règlement (UE) 2023/956 sont utilisées;
 - b) pour les méthodes de détermination directes et indirectes, une méthode est jugée appropriée lorsqu'il est garanti que les mesures, les analyses, les échantillonnages, les étalonnages et les validations nécessaires à la détermination de l'ensemble de données spécifique sont réalisés suivant des méthodes définies dans les normes EN ou ISO pertinentes. En l'absence de telles normes, des normes nationales peuvent être utilisées. En l'absence de norme publiée, l'exploitant s'appuie sur les projets de normes, sur les meilleures pratiques de l'industrie ou sur d'autres méthodes scientifiquement validées, permettant de limiter l'erreur d'échantillonnage et de mesure;

- c) les instruments de mesure sélectionnés présentent le niveau d'incertitude le plus faible dans leur utilisation sans entraîner de coûts excessifs. Les instruments sous contrôle métrologique légal ont la priorité, sauf lorsque d'autres instruments dont le niveau d'incertitude dans leur utilisation est nettement inférieur sont disponibles. Les instruments sont uniquement utilisés dans des environnements adaptés à leurs caractéristiques de fonctionnement;
 - d) lorsque des analyses de laboratoire sont utilisées, ou lorsque des laboratoires réalisent des traitements d'échantillons, des étalonnages, des validations de méthodes ou des activités liées à des mesures continues des émissions, les prescriptions du point B.5.4.3.
2. Méthodes de détermination indirecte: s'il n'existe pas de méthode de détermination directe pour un ensemble de données requis, notamment lorsque la chaleur mesurable nette utilisée dans plusieurs procédés de production doit être déterminée, une méthode de détermination indirecte peut être utilisée, par exemple:
- a) un calcul effectué sur la base d'un procédé chimique ou physique connu, en utilisant des valeurs appropriées admises dans la littérature pour les caractéristiques physico-chimiques des substances concernées, des facteurs stoechiométriques appropriés et des propriétés thermodynamiques telles que les enthalpies de réaction, selon qu'il convient;
 - b) un calcul effectué sur la base des données de conception de l'installation, comme les rendements énergétiques des unités techniques ou la consommation énergétique calculée par unité de produit;
 - c) des corrélations fondées sur des essais empiriques réalisés à partir d'équipements non étalonnés ou de données consignées dans les protocoles de production et visant à déterminer des valeurs d'estimation pour l'ensemble de données requis.

Aux fins du point c), il y a lieu de veiller à ce que la corrélation respecte les règles de l'art et ne soit appliquée qu'aux fins de déterminer les valeurs comprises dans la plage de valeurs pour laquelle elle a été établie. La validité de ces corrélations est évaluée au moins une fois par an.

3. Pour déterminer les sources des meilleures données disponibles, la source de données la plus haut placée dans le classement présenté au point 1 et déjà disponible dans l'installation est sélectionnée. Toutefois, lorsqu'il est techniquement réalisable d'appliquer une source de données plus haut placée dans le classement sans entraîner de coûts excessifs, cette meilleure source de données est appliquée dans les meilleurs délais. Lorsque différentes sources de données sont disponibles pour le même ensemble de données au même niveau dans le classement présenté au point 1, la source de données qui garantit le flux de données le plus clair avec les moindres risques inhérents et risques de carence de contrôle en matière d'inexactitudes est choisie.
4. Les sources de données choisies au point 3 sont définies dans le plan de surveillance aux fins de la détermination et de la déclaration des émissions intrinsèques.
5. Dans la mesure du possible sans entraîner de coûts excessifs, aux fins du système de contrôle conformément au point A.5, des sources de données ou des méthodes supplémentaires pour déterminer des ensembles de données sont recensées pour permettre de corroborer les sources de données dont il est question au point 3. Les sources de données sélectionnées, le cas échéant, sont inscrites dans le plan de surveillance.
6. Améliorations recommandées: il y a lieu de vérifier régulièrement, et au moins une fois par an, s'il est possible de faire appel à de nouvelles sources de données afin d'améliorer les méthodes de surveillance. Dans le cas où de nouvelles sources de données sont jugées plus exactes au regard du classement présenté au point 1, elles sont inscrites dans le plan de surveillance et appliquées dans les plus brefs délais.
7. Faisabilité technique: lorsqu'il est déclaré que l'application d'une méthode de détermination donnée n'est pas techniquement réalisable, une justification étayant ce fait est inscrite dans le plan de surveillance. Cette justification est réévaluée au cours des vérifications régulières visées au point 6. Elle établit si l'installation dispose de ressources techniques répondant aux besoins d'une source de données ou méthode de surveillance proposées et pouvant être mobilisées dans les délais requis aux fins de la présente annexe. Ces ressources techniques englobent les techniques et le matériel ou équipement nécessaires.

8. Coûts excessifs: lorsqu'il est déclaré que l'application d'une méthode de détermination donnée pour un ensemble de données entraîne des coûts excessifs, une justification étayant ce fait est inscrite dans le plan de surveillance. Cette justification est réévaluée au cours des vérifications régulières visées au point 6. Le mode de détermination de la nature excessive des coûts est présenté dans le paragraphe qui suit.
- a) Les coûts pour déterminer un ensemble de données spécifique sont considérés comme étant excessifs lorsque les coûts estimés par l'exploitant sont supérieurs aux bénéfices liés à une méthode de détermination donnée. Dans ce contexte, les bénéfices sont calculés en multipliant le prix de référence de 80 EUR par tonne équivalent CO₂ par un facteur d'amélioration, et les coûts tiennent compte d'une période d'amortissement appropriée, fondée sur la durée de vie économique des équipements, s'il y a lieu.
- b) Le facteur d'amélioration correspond à:
- l'amélioration de l'incertitude estimée dans une mesure, exprimée en pour cent, multipliée par les émissions liées estimées au cours de la période de déclaration,
 - 1 % des émissions liées, lorsqu'aucune amélioration de l'incertitude des mesures n'est visée,
 - les émissions liées désignent:
 - les émissions directes résultant du flux ou de la source d'émissions concernés,
 - les émissions attribuées à une quantité de chaleur mesurable,
 - les émissions indirectes liées à la quantité d'électricité concernée,
 - les émissions intrinsèques d'une matière produite ou d'un précurseur consommé.
- c) Les mesures visant à améliorer la méthode de surveillance d'une installation ne sont pas réputées entraîner des coûts excessifs jusqu'à un montant cumulé de 4 000 EUR par an.

A.4. Dispositions particulières relatives à la division des installations en procédés de production

Pour les marchandises relevant des catégories agrégées de marchandises «acier brut», «produits en fonte», «fer ou acier», «aluminium sous forme brute» et «produits en aluminium», lorsque différentes unités fonctionnelles qui ne diffèrent que par leur taille ou leur forme sont produites à l'aide des mêmes précurseurs pour ce qui est de leurs types, leurs quantités et leurs proportions, un seul procédé de production multifonctionnel est défini pour ce groupe de marchandises et les règles d'attribution énoncées à l'annexe III, point A.2, s'appliquent.

Pour les marchandises relevant des catégories agrégées de marchandises «engrais», lorsque différentes unités fonctionnelles sont produites à l'aide des mêmes précurseurs pour ce qui est de leurs types, leurs quantités et leurs proportions ou sont composées de la même substance, et diffèrent seulement par leurs concentrations, un seul procédé de production multifonctionnel est défini pour ce groupe de marchandises et les règles d'attribution énoncées à l'annexe III, point A.2, s'appliquent.

A.5. Plan de surveillance

Modèle contenant les éléments minimaux devant figurer dans le plan de surveillance:

- 1) la date et le numéro de version du plan de surveillance;
- 2) une description de l'installation et des procédés de production mis en œuvre par l'installation;
- 3) une liste de toutes les marchandises produites pertinentes par code NC et par unité fonctionnelle et, le cas échéant, les compositions spécifiques pour ce qui est de la teneur en clinker et de la teneur en azote, y compris les précurseurs non couverts par un procédé de production distinct conformément à l'article 4;
- 4) une liste de tous les procédés de production et modes de production MACF mis en œuvre dans l'installation et une liste des marchandises livrées par procédé de production;
- 5) le cas échéant, une liste des marchandises non couvertes par le MACF produites par procédé de production et la quantité produite;

- 6) une liste des référentiels MACF pertinents à utiliser pour déterminer l'ajustement de l'allocation de quotas à titre gratuit pour toutes les marchandises produites pertinentes;
- 7) les méthodes de surveillance des données pour chaque procédé de production, y compris:
 - a) une description détaillée de la méthode fondée sur le calcul lorsqu'elle est appliquée, y compris une liste des données d'entrée et des formules de calcul;
 - b) une description des systèmes de mesure utilisés et l'emplacement exact des instruments de mesure à utiliser pour chacun des flux à surveiller;
- 8) les méthodes permettant de déterminer les facteurs de calcul et le plan d'échantillonnage pour chaque flux, le cas échéant;
- 9) une liste des flux et des sources d'émission et leur description pour chaque procédé de production;
- 10) une liste des flux pour lesquels la norme standard fondée sur le calcul ou la méthode du bilan massique est utilisée, en décrivant notamment de manière détaillée la détermination de chaque paramètre pertinent fourni au point B.3.4;
- 11) une liste des sources d'émissions pour lesquelles une méthode fondée sur la mesure est utilisée, en décrivant tous les éléments pertinents fournis au point B.6;
- 12) une description de la méthode de surveillance dans la mesure où les perfluorocarbones résultant de la production d'aluminium primaire font l'objet d'une surveillance;
- 13) un schéma approprié et une description des procédés de l'installation, y compris les limites du système des installations et les différents procédés de production, qui prouvent l'absence de doubles comptages et de lacunes dans les données en ce qui concerne les émissions de l'installation;
- 14) les précurseurs utilisés dans chaque procédé de production et, s'ils sont produits dans une autre installation, le nom et le pays d'origine de leurs fournisseurs;
- 15) si des carburants dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro sont utilisés et la manière dont l'exploitant démontre que le facteur d'émission égal à zéro des carburants est applicable;
- 16) si de la chaleur mesurable est importée d'autres installations ou exportée vers d'autres installations, et une identification de ces installations, une description détaillée des méthodes permettant de déterminer les émissions attribuées aux flux thermiques pour chaque procédé de production;
- 17) pour les émissions indirectes, si l'électricité est produite à l'intérieur de l'installation; dans l'affirmative, si l'électricité est:
 - a) produite par cogénération;
 - b) générée par production séparée;
 - c) produite à partir de sources fossiles ou renouvelables;
 - d) exportée hors des limites du système d'un procédé de production;
- 18) lorsque les émissions indirectes sont déterminées sur la base des émissions réelles, les informations nécessaires pour fournir les parties pertinentes des éléments de preuve prévus au point D.4.3;
- 19) lorsque les émissions intrinsèques de l'électricité importée sur le territoire douanier de l'Union sont déterminées sur la base des émissions réelles, les informations nécessaires pour fournir les éléments de preuve prévus au point D.2.4, y compris, lorsque ces informations ne sont pas directement à la disposition de l'exploitant, la manière dont l'exploitant prévoit de les recevoir;
- 20) si des gaz résiduels sont produits et utilisés dans l'installation, importés d'autres installations ou exportés vers d'autres installations, et une identification de ces installations;
- 21) si le captage, le stockage et/ou l'utilisation du CO₂ conformément au point B.8.2 s'appliquent, l'identité et les coordonnées d'une personne responsable des installations réceptrices ou des infrastructures de transport ou des entités vers lesquelles il est transféré, et la méthode de surveillance conformément au point B.8.3;

- 22) un système de contrôle visant à garantir la qualité des données, qui comprend, le cas échéant:
- a) l'assurance de la qualité de l'équipement de mesure concerné garantissant que tout l'équipement de mesure nécessaire soit 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, et proportionnées à la pertinence de l'équipement de mesure;
 - b) l'évaluation des risques lorsque des sources de risques d'erreurs dans le flux de données depuis les données primaires jusqu'aux données finales sont recensées;
 - c) l'assurance de la qualité des systèmes informatiques garantissant que les systèmes concernés sont conçus, décrits, testés, mis en œuvre, contrôlés et entretenus de manière à garantir un traitement fiable, précis et en temps utile des données en fonction des risques recensés dans l'évaluation des risques;
 - d) la séparation des fonctions parmi les activités de gestion du flux de données et les activités de contrôle, ainsi que la gestion des compétences nécessaires;
 - e) les analyses internes et la validation des données;
 - f) les corrections et mesures correctives;
 - g) le contrôle des activités externalisées;
 - h) l'archivage et la documentation, y compris la gestion des différentes versions des documents.

B. SURVEILLANCE DES ÉMISSIONS DIRECTES SE RAPPORTANT À L'INSTALLATION

B.1. Exhaustivité des flux et des sources d'émission

Les limites de l'installation et ses procédés de production sont clairement connus de l'exploitant et définis dans le plan de surveillance, en tenant compte des exigences sectorielles énoncées au point 3 de l'annexe I ainsi qu'au point B.9. Les principes suivants s'appliquent:

- a) au minimum, toutes les sources pertinentes d'émissions de gaz à effet de serre et tous les flux associés directement ou indirectement avec la production des marchandises énumérées au point 2 de l'annexe I sont couverts;
- b) toutes les émissions liées aux opérations normales et aux événements exceptionnels sont incluses, tels que le démarrage et l'arrêt de l'installation et les situations d'urgence survenues au cours de la période de déclaration;
- c) les émissions provenant des engins mobiles destinés au transport sont exclues.

B.2. Choix de la méthode de surveillance

La méthode applicable est l'une des méthodes suivantes:

- a) soit la méthode fondée sur le calcul, qui consiste à déterminer les émissions des différents flux à partir des données d'activité obtenues au moyen de systèmes de mesure et de paramètres complémentaires issus d'analyses de laboratoire, ou de valeurs standard. La méthode fondée sur le calcul peut être mise en œuvre conformément à la norme standard ou à la méthode du bilan massique;
- b) soit la méthode fondée sur la mesure, qui consiste à 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.

La méthode de surveillance permettant d'obtenir les résultats les plus précis et fiables est choisie, sauf lorsque des exigences sectorielles conformément au point B.9 prescrivent une méthode particulière. La méthode de surveillance appliquée peut être une combinaison de méthodes de telle sorte que différentes parties des émissions de l'installation sont surveillées par l'une des méthodes applicables.

Les émissions de l'installation sont déterminées par

$$Em_{inst} = \sum_{i=1}^n Em_{calc,i} + \sum_{j=1}^m Em_{meas,j} \quad (\text{Équation 4})$$

où:

Em_{inst} représente les émissions (directes) de l'installation exprimées en tonnes équivalent CO₂;

$Em_{calc,i}$ représente les émissions provenant du flux i déterminées en utilisant une méthode fondée sur le calcul exprimées en tonnes équivalent CO₂;

$Em_{meas,j}$ représente les émissions provenant de la source d'émissions j déterminées en utilisant une méthode fondée sur la mesure exprimées en tonnes équivalent CO₂.

B.3. Formules et paramètres pour la méthode fondée sur le calcul pour le CO₂

B.3.1. Méthode standard

Les émissions sont calculées séparément pour chaque flux de la manière suivante:

B.3.1.1. Émissions de combustion

Les émissions de combustion sont calculées en utilisant la méthode standard de la manière suivante:

$$Em_i = AD_i \times EF_i \times OF_i \quad (\text{Équation 5})$$

où:

Em_i représente les émissions [t CO₂] résultant du combustible i ;

EF_i représente le facteur d'émission [t CO₂/T] du combustible i ;

AD_i représente les données d'activité [T] du combustible i , calculées comme $AD_i = FQ_i \times NCV_i$ (Équation 6);

FQ_i représente la quantité consommée [t ou m³] du combustible i ;

NCV_i représente le pouvoir calorifique inférieur (PCI) [T]/t ou T]/m³] du combustible i ;

OF_i représente le facteur d'oxydation (adimensionnel) du combustible i , calculé comme:

$$OF = 1 - C_{ash}/C_{total} \quad (\text{Équation 7})$$

C_{ash} représente le carbone contenu dans la cendre et dans les poussières issues de l'épuration des gaz de combustion, et

C_{total} représente le carbone total contenu dans le combustible consommé.

L'hypothèse prudente selon laquelle $OF = 1$ peut toujours être utilisée afin de réduire les efforts en matière de surveillance.

Pour autant que cela permet d'atteindre un degré de précision plus élevé, la méthode standard pour les émissions de combustion peut être modifiée comme suit:

- les données d'activité sont exprimées en quantité de combustibles (à savoir en t ou m³);
- l'EF est exprimé en t CO₂/t de combustibles ou en t CO₂/m³ de combustibles, selon qu'il convient; et
- le PCI peut être omis du calcul.

Si le facteur d'émission d'un combustible i doit être calculé à partir des analyses de la teneur en carbone et du PCI, l'équation suivante est utilisée:

$$EF_i = CC_i \times f / NCV_i \quad (\text{Équation 8})$$

où:

CC_i désigne la teneur en carbone du combustible i .

Si le facteur d'émission d'une matière ou d'un combustible exprimé en t CO₂/t doit être calculé à partir d'une teneur en carbone analysée, l'équation suivante est utilisée:

$$EF_i = CC_i \times f \quad (\text{Équation 9})$$

où:

f représente le ratio des masses molaires de CO₂ et de C: $f = 3,664 \text{ t CO}_2/\text{t C}$.

Étant donné que le facteur d'émission pour la biomasse est égal à zéro pour autant que les critères fournis au point B.3.3 sont respectés, ce fait peut être pris en considération pour les combustibles mixtes (à savoir les combustibles contenant à la fois des composants fossiles et de la biomasse) de la manière suivante:

$$EF_i = EF_{pre,i} \times (1 - BF_i) \quad (\text{Équation 10})$$

où:

$EF_{pre,i}$ représente le facteur d'émission préliminaire du combustible i (à savoir le facteur d'émission en partant de l'hypothèse que la totalité du combustible est fossile) et

BF_i représente la fraction de la biomasse (adimensionnelle) du combustible i .

Pour les combustibles fossiles et lorsque la fraction de la biomasse est inconnue, une valeur estimative prudente de zéro est attribuée à BF_i .

B.3.1.2. Émissions de procédé

Les émissions de procédé sont calculées en utilisant la méthode standard de la manière suivante:

$$Em_j = AD_j \times EF_j \times CF_j \quad (\text{Équation 11})$$

où:

AD_j représente les données d'activité [t de matière] de la matière j ;

EF_j représente le facteur d'émission [t CO₂/t] de la matière j ; et

CF_j représente le facteur de conversion (adimensionnel) de la matière j .

L'hypothèse prudente selon laquelle $CF_j = 1$ peut toujours être utilisée afin de réduire les efforts en matière de surveillance.

Dans le cas de matières entrantes mixtes, qui contiennent à la fois des formes inorganiques et organiques de carbone, l'exploitant peut décider:

- soit de déterminer un facteur d'émission préliminaire total pour la matière mixte en analysant la teneur totale en carbone (CC_j) et en utilisant un facteur de conversion et, le cas échéant, une fraction de la biomasse et le pouvoir calorifique inférieur correspondant à cette teneur totale en carbone,
- soit de déterminer séparément les teneurs organique et inorganique et les traiter comme deux flux distincts.

Compte tenu des systèmes de mesure disponibles pour les données d'activité et les méthodes pour déterminer le facteur d'émission, pour les émissions résultant de la décomposition des carbonates, la méthode permettant d'obtenir les résultats les plus précis est choisie pour chaque flux parmi les deux méthodes suivantes:

- méthode A (sur la base des matières entrantes): le facteur d'émission, le facteur de conversion et les données d'activité sont fonction de la quantité de matières utilisées pour alimenter le procédé. Les facteurs d'émission standard des carbonates purs indiqués dans le tableau 3 du point G sont utilisés, en tenant compte de la composition de la matière telle que déterminée conformément au point B.5,

- méthode B (sur la base des matières produites): le facteur d'émission, le facteur de conversion et les données d'activité sont fonction de la quantité de matières produites par le procédé. Les facteurs d'émission standard des oxydes métalloïdes après décarbonation indiqués dans le tableau 4 du point G sont utilisés, en tenant compte de la composition de la matière concernée telle que déterminée conformément au point B.5.

Pour les émissions de procédé de CO₂ autres que celles provenant des carbonates, la méthode A est appliquée.

B.3.2. Méthode du bilan massique

Les quantités de CO₂ pertinentes pour chaque flux sont calculées sur la base de la teneur en carbone de chaque matière, sans distinction entre les combustibles et les matières utilisées dans le procédé. Le carbone quittant l'installation dans des produits au lieu d'être émis est pris en compte par flux sortant, dont les données d'activité sont par conséquent négatives.

Les émissions correspondant à chaque flux sont calculées comme suit:

$$Em_k = f \times AD_k \times CC_k \quad (\text{Équation 12})$$

où:

AD_k représente les données d'activité [t] de la matière k ; pour les extrants, les AD_k sont négatives;

f représente le ratio des masses molaires de CO₂ et de C: $f = 3,664 \text{ t CO}_2/\text{t C}$; et

CC_k représente la teneur en carbone de la matière k (adimensionnelle et positive).

Si la teneur en carbone d'un combustible k est calculée à partir d'un facteur d'émission exprimé en t CO₂/TJ, l'équation suivante est utilisée:

$$CC_k = EF_k \times NCV_k / f \quad (\text{Équation 13})$$

Si la teneur en carbone d'une matière ou d'un combustible k est calculée à partir d'un facteur d'émission exprimé en t CO₂/t, l'équation suivante est utilisée:

$$CC_k = EF_k / f \quad (\text{Équation 14})$$

Pour les combustibles mixtes, la fraction issue de la biomasse dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro peut être prise en compte, à condition que les critères énoncés au point B.3.3 soient remplis comme suit:

$$CC_k = CC_{pre,k} \times (1 - BF_k) \quad (\text{Équation 15})$$

où:

$CC_{pre,k}$ représente la teneur en carbone préliminaire du combustible k (à savoir le facteur d'émission en partant de l'hypothèse que la totalité du combustible est fossile) et

BF_k représente la fraction de la biomasse égale à zéro (adimensionnelle) du combustible k .

Pour les combustibles fossiles et les matières et lorsque la fraction de la biomasse est inconnue, une valeur estimative prudente de zéro est attribuée à BF . Lorsque de la biomasse est utilisée comme matière entrante ou combustible, et que les matières sortantes contiennent du carbone, le bilan massique global traite la fraction de la biomasse avec prudence, à savoir que la masse totale du carbone correspondant aux fractions dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro du carbone contenu dans toutes les matières sortantes concernées n'est pas inférieur à la masse totale des fractions dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro du carbone contenu dans les matières entrantes et les combustibles, sauf lorsque l'exploitant fournit des éléments qui prouvent la présence d'une fraction de la biomasse moins élevée dans les matières sortantes par une méthode de «traçage de l'atome» (stœchiométrique) ou par des analyses du C14.

B.3.3. Critères d'attribution de la valeur zéro aux émissions issues de la biomasse

1. Lorsque de la biomasse est utilisée comme combustible de combustion, elle doit remplir les critères de ce point. Lorsque la biomasse utilisée pour la combustion n'est pas conforme à ces critères, sa teneur en carbone est considérée comme du carbone fossile.
2. La biomasse satisfait aux critères de durabilité et de réduction des émissions de gaz à effet de serre établis à l'article 29, paragraphes 2 à 7 et paragraphe 10, de la directive (UE) 2018/2001.

3. Par dérogation au point 2, la biomasse contenue dans les déchets et résidus, autres que les résidus de l'agriculture, de l'aquaculture, de la pêche et de la sylviculture, ou produite à partir de ces déchets et résidus, ne doit remplir que les critères énoncés à l'article 29, paragraphe 10, de la directive (UE) 2018/2001. Ce point s'applique également aux déchets et résidus qui sont d'abord transformés en un produit avant d'être transformés ensuite en combustibles.
4. L'électricité, le chauffage et le refroidissement produits à partir de déchets municipaux solides ne sont pas soumis aux critères énoncés à l'article 29, paragraphe 10, de la directive (UE) 2018/2001.
5. Les critères établis à l'article 29, paragraphes 2 à 7 et paragraphe 10, de la directive (UE) 2018/2001 s'appliquent, quelle que soit l'origine géographique de la biomasse.
6. Le respect des critères fixés à l'article 29, paragraphes 2 à 7 et paragraphe 10, de la directive (UE) 2018/2001 est évalué conformément aux dispositions de l'article 30 et de l'article 31, paragraphe 1, de ladite directive. Les critères peuvent être considérés comme respectés si l'exploitant apporte la preuve de l'achat d'une quantité de biocarburant, de bioliquide ou de biogaz liée à l'annulation de la quantité concernée dans la base de données de l'Union créée conformément à l'article 31 bis ou une preuve de durabilité délivrée par un système volontaire reconnu.

B.3.4. Paramètres pertinents

Conformément aux formules fournies aux points B.3.1 à B.3.2, les paramètres suivants sont déterminés pour chaque flux:

- a) méthode standard, combustion:
 - exigence minimale: quantité de combustibles (t ou m³), facteur d'émission (t CO₂/t ou t CO₂/m³),
 - amélioration recommandée: quantité de combustibles (t ou m³), PCI (TJ/t ou TJ/m³), facteur d'émission (t CO₂/TJ), facteur d'oxydation, fraction de la biomasse, éléments prouvant le respect du point B.3.3;
- b) méthode standard, émissions de procédé:
 - exigence minimale: données d'activité (t ou m³), facteur d'émission (t CO₂/t ou t CO₂/m³),
 - amélioration recommandée: données d'activité (t ou m³), facteur d'émission (t CO₂/t ou t CO₂/m³), facteur de conversion;
- c) bilan massique:
 - exigence minimale: quantité de matières (t), teneur en carbone (t C/t de matières),
 - amélioration recommandée: quantité de matières (t), teneur en carbone (t C/t de matières), PCI (TJ/t), fraction de la biomasse, éléments prouvant le respect du point B.3.3.

B.4. Exigences relatives aux données d'activité

B.4.1. Mesurage continu ou par lot

Lorsque des quantités de combustibles ou de matières, y compris des marchandises ou produits intermédiaires, doivent être déterminées pour une période de déclaration, l'une des méthodes suivantes peut être choisie et inscrite dans le plan de surveillance:

- a) par mesurage en continu au niveau du procédé qui consomme ou produit la matière;
- b) par cumul des mesures des quantités livrées ou produites séparément (par lot), compte tenu des variations des stocks. À cette fin, les règles suivantes s'appliquent:
 - la quantité de combustible ou de matière consommée au cours de la période de déclaration est calculée en déduisant de la quantité de combustible ou de matière importée au cours de la période de déclaration la quantité de combustible ou de matière exportée, et en y ajoutant la quantité de combustible ou de matière en stock au début de la période de déclaration, moins la quantité de combustible ou de matière en stock à la fin de la période de déclaration,

- les niveaux de production de marchandises ou de produits intermédiaires sont calculés en déduisant de la quantité exportée au cours de la période de déclaration la quantité importée et la quantité de produit ou de matière en stock au début de la période de déclaration, en y ajoutant la quantité de produit ou de matière en stock à la fin de la période de déclaration; afin d'éviter tout double comptage, les produits d'un procédé de production réintroduits dans le même procédé de production sont déduits des niveaux de production.

S'il n'est pas techniquement réalisable de déterminer les quantités en stock par une mesure directe, ces quantités peuvent être estimées de l'une des deux manières suivantes:

- a) en se fondant sur les données des années précédentes, corrélées avec les niveaux d'activité appropriés pour la période de déclaration;
- b) en se fondant sur les procédures consignées par écrit et sur les données correspondantes figurant dans les états financiers vérifiés couvrant la période de déclaration.

Lorsqu'il n'est pas techniquement réalisable de déterminer les quantités de produits, de matières ou de combustibles pour la totalité de la période de déclaration, ou si cela risque d'entraîner des coûts excessifs, le jour le plus approprié suivant peut être choisi pour séparer une période de déclaration de la période de déclaration suivante. La période de déclaration en question est ainsi reconstituée. Les écarts éventuels concernant chaque produit, matière ou combustible sont clairement consignés pour constituer la base d'une valeur représentative de la période de déclaration et pour être pris en compte de manière cohérente pour l'année suivante.

B.4.2. *Contrôle de l'exploitant sur les systèmes de mesure*

La méthode privilégiée pour déterminer les quantités de produits, de matières ou de combustibles est l'utilisation par l'exploitant de l'installation de systèmes de mesure placés sous son propre contrôle. Les systèmes de mesure non placés sous le contrôle de l'exploitant, ou particulier s'ils sont placés sous le contrôle du fournisseur de la matière ou du combustible, peuvent être utilisés dans les cas suivants:

- lorsque l'exploitant ne dispose pas de son propre système de mesure pour la détermination de l'ensemble de données spécifique,
- lorsque la détermination de l'ensemble de données par un exploitant au moyen de son propre système de mesure n'est pas techniquement réalisable ou risque d'entraîner des coûts excessifs,
- lorsque l'exploitant est en possession d'éléments qui prouvent que le système de mesure non placé sous son contrôle donne des résultats plus fiables et comporte moins de risques d'inexactitudes.

Dans le cas où des systèmes de mesure non placés sous le contrôle de l'exploitant sont utilisés, les sources de données applicables sont les suivantes:

- les quantités figurant sur les factures émises par un partenaire commercial, sous réserve de la passation d'une transaction commerciale entre deux partenaires indépendants,
- les valeurs directement fournies par les instruments de mesure.

B.4.3. *Exigences relatives aux systèmes de mesure*

Une compréhension profonde de l'incertitude associée à la mesure des quantités de combustibles et de matières, y compris de l'influence de l'environnement d'exploitation et, le cas échéant, de l'incertitude associée à la détermination des stocks, est indispensable. Les instruments de mesure choisis garantissent le niveau d'incertitude le plus faible sans entraîner de coûts excessifs et sont adaptés à l'environnement dans lequel ils sont utilisés, conformément aux normes et prescriptions techniques applicables. En cas de disponibilité, les instruments soumis à un contrôle métrologique légal ont la priorité. Dans ce cas, l'erreur maximale tolérée en service admise par la législation nationale relative au contrôle métrologique légal pour la tâche de mesurage en question peut être utilisée comme valeur d'incertitude.

Lorsqu'un instrument de mesure doit être remplacé en raison d'un dysfonctionnement ou parce que l'étalonnage démontre que les exigences ne sont plus respectées, il est remplacé par des instruments qui garantissent un niveau d'incertitude identique ou meilleur par rapport à l'instrument existant.

B.4.4. *Amélioration recommandée*

Il est recommandé de parvenir à une incertitude de mesure proportionnée aux émissions totales du flux ou de la source d'émissions, avec le niveau d'incertitude le plus faible par la plupart des émissions. À des fins d'orientation, pour les émissions supérieures à 500 000 t CO₂ par an, l'incertitude au cours de la totalité de la période de déclaration tenant compte des variations de stock, le cas échéant, est de 1,5 % ou mieux. Pour les émissions inférieures à 10 000 t CO₂ par an, une incertitude inférieure à 7,5 % est acceptable.

B.5. **Exigences relatives aux facteurs de calcul pour le CO₂**

B.5.1. *Méthodes de détermination des facteurs de calcul*

Pour la détermination des facteurs de calcul requis pour la méthode fondée sur le calcul, une des méthodes suivantes peut être choisie:

- a) l'utilisation de valeurs standard;
- b) l'utilisation de variables représentatives fondées sur une corrélation empirique entre le facteur de calcul pertinent et d'autres propriétés mieux accessibles à la mesure;
- c) l'utilisation de valeurs fondées sur des analyses de laboratoire.

Les facteurs de calcul sont déterminés en se référant à l'état du combustible ou de la matière qui est utilisé pour les données d'activité correspondantes, c'est-à-dire l'état dans lequel se trouve le combustible ou la matière lors de l'achat ou de l'utilisation dans le procédé responsable des émissions, avant séchage ou autre traitement en vue des analyses de laboratoire. Au cas où cela entraînerait des coûts excessifs, ou si une plus grande précision est possible, les données d'activité et les facteurs de calcul peuvent être systématiquement déclarés en se référant à l'état du combustible ou de la matière au moment où les analyses de laboratoire sont effectuées.

B.5.2. *Valeurs standard applicables*

Les valeurs standard de type I s'appliquent uniquement si aucune valeur standard de type II n'est disponible pour le même paramètre et la même matière ou le même combustible.

Les valeurs standard de type I sont les suivantes:

- les facteurs standard fournis au point G,
- les facteurs standard contenus dans les dernières lignes directrices du GIEC pour les inventaires de gaz à effet de serre ⁽¹⁾,
- les valeurs fondées sur des analyses de laboratoire réalisées dans le passé, ne remontant pas à plus de cinq ans et considérées comme représentatives pour le combustible ou la matière.

Les valeurs standard de type II sont les suivantes:

- les facteurs standard utilisés par le pays dans lequel l'installation est située dans le dernier inventaire national qu'il soumet au secrétariat de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques,
- les valeurs publiées notamment par les institutions de recherche, les autorités publiques, les organismes de normalisation et les instituts nationaux de statistiques aux fins d'une déclaration plus spécifique des émissions que dans le cadre du point a),
- les valeurs spécifiées et garanties par le fournisseur d'un combustible ou d'une matière, s'il peut être prouvé que la teneur en carbone présente un intervalle de confiance à 95 % qui n'excède pas 1 %,
- les valeurs stoechiométriques pour la teneur en carbone et les valeurs liées admises dans la littérature pour le PCI d'une substance pure,
- les valeurs fondées sur des analyses de laboratoire réalisées dans le passé, ne remontant pas à plus de deux ans, et considérées comme représentatives pour le combustible ou la matière.

⁽¹⁾ Groupe d'experts intergouvernemental des Nations unies sur l'évolution du climat (GIEC): *Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre.*

Dans le but d'assurer la cohérence au fil du temps, toute valeur standard utilisée est inscrite dans le plan de surveillance, et n'est modifiée que si des éléments prouvent que la nouvelle valeur est plus appropriée et plus représentative du combustible ou de la matière utilisé(e) que la valeur précédente. En cas de changement des valeurs standard d'une année sur l'autre, la source autorisée applicable pour la valeur en question est inscrite dans le plan de surveillance à la place de la valeur en question.

B.5.3. *Établissement de corrélations pour déterminer les variables représentatives*

Une variable représentative pour la teneur en carbone ou le facteur d'émission peut être déterminée à partir des paramètres suivants, en combinaison avec une corrélation empirique déterminée au moins une fois par an conformément aux exigences relatives aux analyses de laboratoire indiquées au point B.5.4, comme suit:

- mesure de la densité de certaines huiles ou de certains gaz, notamment ceux couramment utilisés dans l'industrie du raffinage ou la sidérurgie,
- pouvoir calorifique inférieur de certains types de charbons.

La corrélation doit respecter les bonnes pratiques industrielles et ne peut être appliquée qu'aux valeurs de la variable représentative comprises dans la plage de valeurs pour laquelle elle a été établie.

B.5.4. *Exigences relatives aux analyses de laboratoire*

Lorsque des analyses de laboratoires sont requises pour déterminer certaines propriétés (humidité, pureté, concentration, teneur en carbone, fraction de la biomasse, pouvoir calorifique inférieur, densité, entre autres) de produits, de matières, de combustibles ou de gaz résiduels, ou pour établir des corrélations entre des paramètres aux fins de la détermination indirecte des données requises, les analyses sont effectuées conformément aux exigences de ce point.

Les résultats des analyses ne sont utilisés que pour la période de livraison ou pour le lot de combustible ou de matière pour lesquels les échantillons ont été prélevés et dont ils sont censés être représentatifs. Pour la détermination d'un paramètre donné, les résultats de toutes les analyses effectuées sont utilisés en ce qui concerne ce paramètre.

B.5.4.1. *Utilisation des normes*

Les analyses, l'échantillonnage, les étalonnages et les validations nécessaires à la détermination des facteurs de calcul sont réalisés au moyen de méthodes fondées sur les normes ISO correspondantes. En l'absence de telles normes, les méthodes sont fondées sur les normes EN ou nationales pertinentes. En l'absence de norme publiée, l'exploitant peut s'appuyer sur les projets de normes, sur les lignes directrices, sur les meilleures pratiques publiées par l'industrie ou sur d'autres méthodes scientifiquement validées, permettant de limiter l'erreur d'échantillonnage et de mesure.

B.5.4.2. *Recommandations relatives au plan d'échantillonnage et à la fréquence minimale des analyses*

Il est recommandé d'utiliser les fréquences d'analyse minimales indiquées au tableau 1 de ce point pour les différents combustibles. Une autre fréquence d'analyse peut être utilisée dans les cas suivants:

- lorsque le tableau 1 ne contient pas de fréquence minimale applicable,
- lorsque la fréquence minimale indiquée dans le tableau 1 entraînerait des coûts excessifs,
- lorsqu'il peut être démontré que, d'après les données historiques, y compris les valeurs d'analyse obtenues pour les combustibles ou matières concernés au cours de la période de déclaration précédant immédiatement la période de déclaration en cours, la variation des valeurs d'analyse obtenues pour les différents combustibles ou matières n'excède pas un tiers de l'incertitude lors de la détermination des données d'activité des combustibles ou matières correspondants.

Lorsqu'une installation ne fonctionne qu'une partie de l'année ou lorsque des combustibles ou matières sont livrés en lots qui sont consommés sur plus d'une période de déclaration, un programme d'analyse plus approprié peut être choisi, à condition que cela se traduise par une incertitude comparable à celle mentionnée au point c) du premier alinéa.

Tableau 1

Fréquences minimales des analyses

Combustible/matière	Fréquence minimale des analyses
Gaz naturel	Au moins hebdomadaire
Autres gaz, notamment gaz de synthèse et gaz de procédé (mélange de gaz de raffinerie, gaz de cokerie, gaz de haut-fourneau, gaz de convertisseur, gaz de gisement de pétrole et de gaz)	Au moins journalière, selon des procédures appropriées aux différents moments de la journée
Fioul (léger, moyen, lourd, bitume)	Toutes les 20 000 tonnes de combustible, et au moins six fois par an
Charbon, houille à coke, coke, coke de pétrole, tourbe	Toutes les 20 000 tonnes de combustible/matière, et au moins six fois par an
Autres combustibles	Toutes les 10 000 tonnes de combustible, et au moins quatre fois par an
Déchets solides non traités (déchets fossiles purs ou mélange de déchets issus de la biomasse et de déchets fossiles)	Toutes les 5 000 tonnes de déchets, et au moins quatre fois par an
Déchets liquides, déchets solides prétraités	Toutes les 10 000 tonnes de déchets, et au moins quatre fois par an
Minéraux carbonés (y compris calcaire et dolomite)	Toutes les 50 000 tonnes de matières, et au moins quatre fois par an
Argiles et schistes	Quantités de matières correspondant à des émissions de 50 000 tonnes de CO ₂ , et au moins quatre fois par an
Autres matières (produit primaire, intermédiaire et final)	Suivant le type de matière et la variation, quantités de matières correspondant à des émissions de 50 000 tonnes de CO ₂ , et au moins quatre fois par an.

Les échantillons sont représentatifs pour le lot complet ou la période complète de livraisons pour lesquels ils sont prélevés. Dans le but d'assurer la représentativité, l'hétérogénéité de la matière doit être prise en compte, ainsi que tous les autres aspects pertinents tels que, entre autres, les équipements d'échantillonnage disponibles, la séparation potentielle des phases ou la distribution locale des tailles des particules, la stabilité des échantillons. Il est recommandé de définir la méthode d'échantillonnage dans le plan de surveillance.

Il est recommandé d'utiliser un plan d'échantillonnage dédié pour chaque matière ou combustible concerné; ce plan doit suivre les normes applicables, préciser les modalités de préparation des échantillons, et en particulier les responsabilités, ainsi que les lieux, les fréquences de prélèvement, les quantités à prélever et les méthodes de stockage et de transport des échantillons.

B.5.4.3. Recommandations pour les laboratoires

Il est recommandé que les laboratoires auxquels il est fait appel pour réaliser les analyses en vue de la détermination des facteurs de calcul soient accrédités conformément à la norme ISO/IEC 17025 pour les méthodes d'analyse en question. Il peut être fait appel à des laboratoires non accrédités en vue de la détermination des facteurs de calcul lorsqu'il peut être démontré qu'il n'est pas techniquement possible de faire appel aux laboratoires accrédités, ou que cela entraînerait des coûts excessifs, et que les laboratoires non accrédités sont suffisamment compétents. Un laboratoire est considéré comme suffisamment compétent dès lors que les conditions suivantes sont réunies:

- il est économiquement indépendant de l'exploitant,
- il applique les normes applicables pour les analyses demandées,

- il emploie du personnel compétent pour exécuter les tâches spécifiques qui lui ont été confiées,
- il gère de manière appropriée l'échantillonnage et la préparation des échantillons, et contrôle leur intégrité,
- il s'assure régulièrement de la qualité des étalonnages, de l'échantillonnage et des méthodes d'analyse, grâce à des méthodes appropriées, y compris la participation régulière à des programmes d'essais d'aptitude dans le cadre desquels les méthodes d'analyse sont appliquées à des matériaux de référence certifiés, ou des comparaisons avec un laboratoire accrédité,
- il gère l'équipement de manière appropriée, y compris à travers l'application et la mise en œuvre de procédures d'étalonnage, de correction, de maintenance et de réparation de l'équipement, et tenue de dossiers s'y rapportant.

B.5.5. Méthodes recommandées pour la détermination des facteurs de calcul

Il est recommandé d'appliquer des valeurs standard uniquement pour les flux correspondant à des quantités d'émissions mineures et d'analyses de laboratoire pour les flux majeurs. La liste suivante présente les méthodes applicables par ordre croissant de qualité des données:

- les valeurs standard de type I,
- les valeurs standard de type II,
- l'établissement de corrélations pour déterminer les variables représentatives,
- les analyses réalisées en dehors du contrôle de l'exploitant, par exemple par le fournisseur du combustible ou de la matière, mentionnées dans les bordereaux d'achat, sans information complémentaire quant aux méthodes appliquées,
- les analyses réalisées dans des laboratoires non accrédités, ou dans des laboratoires accrédités selon des méthodes d'échantillonnage simplifiées,
- les analyses réalisées dans des laboratoires accrédités, sur la base des meilleures pratiques en ce qui concerne l'échantillonnage.

B.6. Exigences relatives à la méthode fondée sur la mesure pour le CO₂ et le N₂O

B.6.1. Dispositions générales

Une méthode fondée sur la mesure requiert l'utilisation d'un système de mesure continue des émissions (SMCE) installé à un point de mesure approprié.

Pour la surveillance des émissions de N₂O, l'utilisation de la méthode fondée sur la mesure est obligatoire. Pour le CO₂, elle est uniquement utilisée lorsque des éléments prouvent qu'elle permet d'obtenir des données plus précises que la méthode fondée sur le calcul. Les exigences relatives à l'incertitude des systèmes de mesure conformément au point B.4.3 de la présente annexe s'appliquent.

Le CO émis dans l'atmosphère est considéré comme la quantité molaire équivalente de CO₂.

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

B.6.2. Méthode et calcul

B.6.2.1. Émissions d'une période de déclaration (émissions annuelles)

Le total des émissions d'une source d'émissions au cours de la période de déclaration est déterminé en additionnant toutes les valeurs horaires mesurées de la concentration de gaz à effet de serre sur la période de déclaration et en les multipliant par les valeurs horaires du débit d'effluents gazeux (les valeurs horaires étant des moyennes de tous les résultats de mesure obtenus pour l'heure d'exploitation considérée), en appliquant la formule:

$$GHGEM_{total}[t] = \sum_{i=1}^{HoursOp} (GHGconc_{hourly,i} \times V_{hourly,i}) \times 10^{-6}[t/g] \quad (\text{Équation 16})$$

où:

$GHG Em_{total}$ représente le total des émissions annuelles de GES en tonnes;

$GHG conc_{hourly,i}$ représente la concentration horaire des émissions de GES en g/Nm³ dans les effluents gazeux, mesurée lorsque l'installation est en service pendant l'heure ou la période de référence plus courte i ;

$V_{hourly,i}$ représente le volume de fumées en Nm³ pendant l'heure ou la période de référence plus courte i , déterminé en intégrant le débit au cours de la période de référence; et

$HoursOp$ = représente le nombre total d'heures (ou de périodes de référence plus courtes) pour le(s)quel(s) la méthode fondée sur la mesure est appliquée, y compris les heures pour lesquelles des données ont été substituées conformément au point B.6.2.6.

L'indice i fait référence à l'heure (ou aux périodes de référence) d'exploitation considérée(s).

Les moyennes horaires pour chaque paramètre sont calculées avant toute transformation ultérieure, en utilisant tous les relevés disponibles pour l'heure considérée. Lorsque des données pour des périodes de référence plus courtes peuvent être produites sans générer de coût supplémentaire, ces périodes sont utilisées pour déterminer les émissions annuelles.

B.6.2.2. Détermination de la concentration de GES

La concentration de GES considérée dans les effluents gazeux est déterminée par mesure continue en un point représentatif, de l'une des façons suivantes:

- mesure directe de la concentration de GES,
- mesure indirecte: dans le cas d'une concentration élevée dans les fumées, la concentration de GES peut être calculée au moyen d'une mesure indirecte de la concentration, compte tenu des concentrations mesurées de tous les autres constituants i du flux de gaz, à l'aide de la formule suivante:

$$GHGconc[\%] = 100\% - \sum_i Conc_i[\%] \quad (\text{Équation 17})$$

où:

$conc_i$ représente la concentration du constituant i du gaz.

B.6.2.3. Émissions de CO₂ provenant de la biomasse

Le cas échéant, toute quantité de CO₂ issu de la biomasse conforme aux critères énoncés au point B.3.3 peut être déduite des émissions totales mesurées de CO₂, pour autant que l'une des méthodes suivantes est utilisée pour la quantité d'émissions de CO₂ provenant de la biomasse:

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

B.6.2.4. Détermination des émissions d'équivalents CO₂ issues de N₂O

Dans le cas des mesures de N₂O, les émissions annuelles totales de N₂O de toutes les sources, mesurées en tonnes avec une précision de trois décimales, sont converties en équivalents CO₂ annuels, exprimés en tonnes arrondies, à l'aide de la formule suivante et des valeurs du PRP figurant au point G:

$$CO_2e [t] = N_2O_{annual}[t] \times GWP_{N_2O} \quad (\text{Équation 18})$$

où:

N_2O_{annual} représente les émissions annuelles totales de N₂O, calculées conformément au point B.6.2.1.

B.6.2.5. Détermination du débit des effluents gazeux

Le débit des effluents gazeux peut être déterminé pour l'une des méthodes suivantes:

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

B.6.2.6. Traitement des lacunes dans les mesures

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

Lorsque moins de 80 % du nombre maximal de relevés peuvent être obtenus pour un paramètre, les méthodes suivantes sont utilisées:

dans le cas d'un paramètre mesuré directement en tant que concentration, on utilise une valeur de substitution en additionnant la concentration moyenne et deux fois l'écart-type associé à cette moyenne, selon l'équation suivante:

$$C_{subst}^* = \bar{C} + 2 \sigma_c \quad (\text{Équation 19})$$

où:

\bar{C} représente la moyenne arithmétique de la concentration du paramètre considéré sur toute la période de déclaration ou, en cas de circonstances particulières lors de la perte des données, sur une période appropriée tenant compte de ces circonstances; et

σ_c représente la meilleure estimation de l'écart-type de la concentration du paramètre considéré sur toute la période de déclaration, ou, en cas de circonstances particulières lors de la perte des données, sur une période appropriée tenant compte de ces circonstances.

Lorsque la période de déclaration ne convient pas pour la détermination de ces valeurs de substitution en raison de modifications techniques importantes apportées à l'installation, un autre délai suffisamment représentatif est choisi, correspondant si possible à une durée minimale de six mois, pour déterminer la moyenne et l'écart type.

Dans le cas d'un paramètre autre que la concentration, des valeurs de substitution sont déterminées à l'aide d'un modèle approprié de bilan massique ou d'un bilan énergétique du procédé. Ce modèle est validé en utilisant les autres paramètres mesurés de la méthode fondée sur la mesure et les données obtenues dans des conditions de fonctionnement normales, pour une période de même durée que celle pour laquelle les données sont manquantes.

B.6.3. Exigences en matière de qualité

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

- ISO 20181:2023 Émissions de sources fixes — assurance qualité des systèmes automatiques de mesure,
- ISO 14164:1999 Émissions de sources fixes — Détermination du débit-volume des courants gazeux dans des conduites — Méthode automatisée,
- d'autres normes ISO pertinentes, notamment la norme ISO 16911-2 (Émissions de sources fixes – Détermination manuelle et automatique de la vitesse et du débit-volume d'écoulement dans les conduits).

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

Tous les aspects pertinents du système de mesure continue sont pris en considération, en particulier l'emplacement de l'équipement, l'étalonnage, le mesurage, l'assurance qualité et le contrôle de la qualité.

Les laboratoires réalisant les mesures et procédant à l'étalonnage et au contrôle des équipements des systèmes de mesure continue des émissions sont accrédités conformément à la norme ISO/IEC 17025 pour les méthodes d'analyse ou les activités d'étalonnage concernées. Si le laboratoire ne dispose pas de cette accréditation, l'exploitant veille à ce qu'il dispose de compétences suffisantes conformément au point B.5.4.3.

B.6.4. Calculs de corroboration

Les émissions de CO₂ déterminées par une méthode fondée sur la mesure sont corroborées en calculant les émissions annuelles de chaque gaz à effet de serre considéré, pour les mêmes sources d'émission et les mêmes flux. À cette fin, les exigences énoncées aux points B.4 à B.6 peuvent être simplifiées selon qu'il convient.

B.6.5. Exigences minimales relatives aux mesures continues des émissions

Une incertitude de 7,5 % des émissions de GES d'une source d'émission sur l'ensemble de la période de déclaration est au minimum atteinte. Pour les sources d'émission mineures, ou dans des circonstances exceptionnelles, une incertitude de 10 % peut être autorisée. Il est recommandé d'atteindre une incertitude de 2,5 % au moins pour les sources d'émissions émettant plus de 100 000 tonnes d'équivalent CO₂ fossile par période de déclaration.

B.7. Exigences relatives à la détermination des émissions d'hydrocarbures perfluorés

La surveillance couvre les émissions d'hydrocarbures perfluorés (PFC) résultant des effets d'anode, y compris les émissions fugitives d'hydrocarbures perfluorés. Les émissions non liées aux effets d'anode sont déterminées sur la base de méthodes d'estimation conformes aux meilleures pratiques de l'industrie, et notamment aux lignes directrices de l'Institut international de l'aluminium.

Les émissions de PFC sont calculées à partir des émissions mesurables dans une conduite ou une cheminée («émissions de sources ponctuelles») et des émissions fugitives, compte tenu de l'efficacité de collecte de la conduite:

$$PFC \text{ emissions (total)} = PFC \text{ emissions (duct)} / \text{collection efficiency} \quad (\text{Équation 20})$$

L'efficacité de collecte est mesurée lorsque les facteurs d'émission spécifiques de l'installation sont définis.

Les émissions de CF₄ et de C₂F₆ rejetées par l'intermédiaire d'une conduite ou d'une cheminée sont calculées selon l'une des méthodes suivantes:

- la méthode A en cas d'enregistrement de la durée des effets d'anode en minutes par cuve-jour,
- la méthode B en cas d'enregistrement de la surtension d'effet d'anode.

B.7.1. Méthode de calcul A — méthode des pentes

Les équations suivantes sont utilisées pour déterminer les émissions de PFC:

$$CF_4 \text{ emissions [t]} = AEM \times (SEF_{CF_4} / 1\,000) \times Pr_{Al} \quad (\text{Équation 21})$$

$$C_2F_6 \text{ emissions [t]} = CF_4 \text{ emissions} \times F_{C_2F_6} \quad (\text{Équation 22})$$

où:

AEM représente la durée des effets d'anode en minutes/cuve-jour;

SEF_{CF_4} représente le facteur d'émission de pente exprimé en (kg CF_4 /t Al produite) / (durée des effets d'anode en minutes/cuve-jour). Si différents types de cuves sont utilisés, il est possible d'appliquer des facteurs d'émission de pente différents;

Pr_{Al} représente la production d'aluminium primaire [t] au cours de la période de déclaration; et

$F_{C_2F_6}$ représente la fraction massique de C_2F_6 [t C_2F_6 / t CF_4].

La durée des effets d'anode en minutes par cuve-jour exprime la fréquence des effets d'anode (nombre d'effets d'anode/cuve-jour) multipliée par la durée moyenne des effets d'anode (durée de l'effet d'anode en minutes/événement):

$$AEM = frequency \times average\ duration \quad (\text{Équation 23})$$

Facteur d'émission: Le facteur d'émission pour le CF_4 (facteur d'émission de pente SEF_{CF_4}) exprime la quantité [kg] de CF_4 émise par tonne d'aluminium produite par minute d'effet d'anode par cuve-jour. Le facteur d'émission du C_2F_6 (fraction massique $F_{C_2F_6}$) exprime la quantité [kg] de C_2F_6 émise en proportion de la quantité [kg] de CF_4 émise.

Exigence minimale: Les facteurs d'émission utilisés sont les facteurs d'émission spécifiques par technologie indiqués dans le tableau 2 du présent point.

Amélioration recommandée: Les facteurs d'émission spécifiques par installation établis pour le CF_4 et le C_2F_6 sont établis au moyen de mesures in situ continues ou intermittentes. Pour déterminer ces facteurs d'émission, les meilleures pratiques de l'industrie sont appliquées, et notamment les lignes directrices les plus récentes de l'Institut international de l'aluminium. Le facteur d'émission prend également en compte les émissions liées aux effets autres que les effets d'anode. Chaque facteur est déterminé avec une incertitude maximale de $\pm 15\%$. Les facteurs d'émission sont déterminés au moins tous les trois ans, et plus fréquemment si des modifications importantes apportées à l'installation l'exigent. On entend par «modification importante» une modification de la répartition des effets d'anode sur le plan de la durée, ou une modification de l'algorithme de commande influant sur la gamme des types d'effets d'anode ou sur la nature de la procédure de suppression de l'effet d'anode.

Tableau 2

Facteurs d'émission spécifiques par technologie associés aux données d'activité pour la méthode des pentes

Technologie	Facteur d'émission pour CF_4 (SEF_{CF_4}) [(kg CF_4 /t Al)/(EA-min/cuve-jour)]	Facteur d'émission pour C_2F_6 ($F_{C_2F_6}$) [t C_2F_6 / t CF_4]
Alimentation ponctuelle précuisson historique (PFPB L)	0,122	0,097
Alimentation ponctuelle précuisson moderne (PFPB M)	0,104	0,057
Alimentation ponctuelle précuisson moderne sans stratégies d'intervention relatives aux effets d'anode entièrement automatisés pour les émissions de PFC (PFPB MW)	– (!)	– (!)
Anode précuite du centre de la cuve (CWPB)	0,143	0,121

Technologie	Facteur d'émission pour CF ₄ (SEF _{CF₄}) [(kg CF ₄ /t Al)/(EA-min/cuve-jour)]	Facteur d'émission pour C ₂ F ₆ (F _{C₂F₆}) [t C ₂ F ₆ / t CF ₄]
Anode pré-cuite latérale (SWPB)	0,233	0,280
Søderberg – goujon vertical (VSS)	0,058	0,086
Søderberg – goujon horizontal (HSS)	0,165	0,077

(¹) Pour déterminer le facteur, l'exploitant de l'installation doit procéder à ses propres mesures. En cas d'impossibilité technique ou de coûts excessifs, les valeurs de la méthode CWPB sont utilisées.

B.7.2. Méthode de calcul B — méthode de la surtension

Pour la méthode de la surtension, les équations suivantes sont utilisées:

$$CF_4 \text{ emissions [t]} = OVC \times (AEO/CE) \times Pr_{Al} \times 0,001 \quad (\text{Équation 24})$$

$$C_2F_6 \text{ emissions [t]} = CF_4 \text{ emissions} \times F_{C_2F_6} \quad (\text{Équation 25})$$

où:

OVC représente le coefficient de surtension («facteur d'émission») exprimé en kg de CF₄ par tonne d'aluminium produite par mV de surtension;

AEO représente la surtension d'effet d'anode par cuve [mV], définie comme l'intégrale de (temps × tension au-dessus de la tension-cible) divisée par le temps (durée) de collecte des données;

CE représente le rendement de courant moyen du procédé de production d'aluminium [%];

Pr_{Al} représente la production annuelle d'aluminium primaire [t]; et

F_{C₂F₆} représente la fraction massique de C₂F₆ [t C₂F₆/t CF₄].

Le terme AEO/CE (surtension d'effet d'anode/rendement de courant) exprime la surtension d'effet d'anode moyenne [mV de surtension], intégrée dans le temps, rapportée au rendement de courant moyen [%].

Exigence minimale: Les facteurs d'émission spécifiques par technologie indiqués au tableau 3 de la présente annexe sont utilisés.

Amélioration recommandée: Les facteurs d'émission spécifiques de l'installation sont utilisés pour CF₄ [(kg CF₄/t Al) / (mV)] et C₂F₆ [t C₂F₆/t CF₄] et sont établis au moyen de mesures in situ continues ou intermittentes. Pour déterminer ces facteurs d'émission, les meilleures pratiques de l'industrie sont appliquées, et notamment les lignes directrices les plus récentes de l'Institut international de l'aluminium. Ces facteurs sont déterminés avec une incertitude maximale de ± 15 %. Les facteurs d'émission sont déterminés au moins tous les trois ans, et plus fréquemment si des modifications importantes apportées à l'installation l'exigent. On entend par «modification importante» une modification de la répartition des effets d'anode sur le plan de la durée, ou une modification de l'algorithme de commande influant sur la gamme des types d'effets d'anode ou sur la nature de la procédure de suppression de l'effet d'anode.

Tableau 3

Facteurs d'émission spécifiques par technologie pour les données d'activité de surtension

Technologie	Facteur d'émission pour le CF ₄ [(kg CF ₄ /t Al) / mV]	Facteur d'émission pour C ₂ F ₆ [t C ₂ F ₆ / t CF ₄]
Anode pré-cuite du centre de la cuve (CWPB)	1,16	0,121
Anode pré-cuite latérale (SWPB)	3,65	0,252

B.7.3. Détermination des émissions de CO₂

Les émissions de CO₂ sont calculées à partir des émissions de CF₄ et de C₂F₆ comme suit, en appliquant les potentiels de réchauffement planétaire (PRP) indiqués au point G de la présente annexe.

$$\text{PFC emissions [t CO}_2\text{e]} = \text{CF}_4 \text{ emissions [t]} \times \text{GWP}_{\text{CF}_4} + \text{C}_2\text{F}_6 \text{ emissions [t]} \times \text{GWP}_{\text{C}_2\text{F}_6} \quad (\text{Équation 26})$$

B.8. Exigences relatives aux transferts de CO₂

B.8.1. CO₂ contenu dans les gaz («CO₂ intrinsèque»)

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

Lorsque le CO₂ intrinsèque transféré en dehors de l'installation est émis (purgé ou brûlé, par exemple), il est comptabilisé dans les émissions de l'installation d'origine.

B.8.2. Droit de déduire le CO₂ stocké ou utilisé

1) Dans les cas suivants, le CO₂ provenant de carbone fossile et provenant de la combustion ou de procédés entraînant des émissions de procédé, ou qui est importé d'autres installations, y compris sous la forme de CO₂ intrinsèque, peut être comptabilisé comme non émis, pour autant qu'il respecte les dispositions du point 2):

- a) lorsque le CO₂ est utilisé dans l'installation ou transféré hors de l'installation vers l'une des entités suivantes:
 - une installation de captage de CO₂ qui surveille les émissions aux fins du présent règlement,
 - une installation ou un réseau de transport permettant le stockage géologique à long terme de CO₂ qui surveille les émissions aux fins du présent règlement,
 - un site de stockage géologique à long terme qui surveille les émissions aux fins du présent règlement, qui prévoit des conditions équivalentes à celles établies dans le droit de l'Union;
- b) lorsque le CO₂ est utilisé dans l'installation ou transférée hors de l'installation vers une entité qui surveille les émissions aux fins du présent règlement, dans le but de produire des produits dans lesquels le carbone issu de CO₂ est chimiquement lié de manière permanente, de telle sorte qu'il n'entre pas dans l'atmosphère dans des conditions normales d'utilisation, y compris toute activité normale ayant lieu après la fin de vie du produit, conformément au règlement délégué (UE) 2024/2620 de la Commission ^(*).

2) Le CO₂ transféré vers une autre installation aux fins visées au point 1) peut uniquement être comptabilisé comme non émis dans la mesure où des éléments probants sont fournis tout au long de la chaîne de contrôle au site de stockage ou à l'installation utilisant le CO₂, y compris des exploitants de transports, en ce qui concerne la fraction de CO₂ réellement stockée ou utilisée pour la production de produits chimiquement stables par rapport à la quantité totale de CO₂ transférée en dehors de l'installation d'origine. En outre, les exploitants de l'installation respectent les règles de surveillance énoncées au point B.8.3.

B.8.3. Règles de surveillance pour les transferts de CO₂

L'identité et les coordonnées d'une personne responsable des installations ou entités réceptrices sont clairement inscrites dans le plan de surveillance. La quantité de CO₂ considérée comme non émise est déclarée dans la déclaration d'émissions conformément à l'annexe IV.

^(*) Règlement délégué (UE) 2024/2620 de la Commission du 30 juillet 2024 complétant la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne les conditions à satisfaire pour que des gaz à effet de serre soient considérés comme étant liés chimiquement, de manière permanente, à un produit (JO L, 2024/2620, 4.10.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_del/2024/2620/oj).

L'identité et les coordonnées d'une personne responsable des installations ou entités desquelles du CO₂ a été reçu sont clairement inscrites dans le plan de surveillance. La quantité de CO₂ reçue est déclarée dans la déclaration d'émissions conformément à l'annexe IV.

Pour déterminer la quantité de CO₂ transférée d'une installation à l'autre, une méthode fondée sur la mesure est utilisée.

Pour la quantité de CO₂ chimiquement liée de manière permanente dans des produits, une méthode fondée sur le calcul est utilisée, en utilisant de préférence un bilan massique. Les réactions chimiques appliquées ainsi que l'ensemble des facteurs stoechiométriques sont inscrits dans le plan de surveillance.

Si du CO₂ est utilisé aux fins visées au point 1) du point B.8.2, les méthodes de surveillance indiquées aux points 21 à 23 de l'annexe IV du règlement d'exécution (UE) 2018/2066 de la Commission ⁽³⁾ s'appliquent.

B.9. Exigences sectorielles

B.9.1. Règles complémentaires pour les unités de combustion

Les émissions de combustion couvrent toutes les émissions de CO₂ résultant de la combustion de combustibles carbonés, y compris les déchets, indépendamment de toute autre classification de ces émissions ou combustibles. Lorsqu'il n'est pas clair qu'une matière serve de combustible ou de matière entrante, par exemple pour réduire des minerais métalliques, les émissions de cette matière sont surveillées de la même manière que les émissions de combustion. Toutes les unités de combustion fixes sont prises en considération, y compris les chaudières, brûleurs, turbines, appareils de chauffage, hauts-fourneaux, incinérateurs, calcinateurs, fours, étuves, sécheurs, moteurs, piles à combustible, unités de combustion en boucle chimique, torchères et unités de postcombustion thermique ou catalytique.

La surveillance comprend en outre les émissions de procédé de CO₂ résultant de l'épuration des effluents gazeux, en particulier le CO₂ associé à du calcaire ou à d'autres carbonates pour la désulfuration et les épurations similaires, et à de l'urée utilisée dans des unités de réduction des NO_x.

B.9.1.1. Désulfuration et autres épurations des effluents gazeux acides

Les émissions de CO₂ résultant de l'utilisation de carbonates pour l'épuration des effluents gazeux acides sont calculées sur la base de la quantité de carbonates consommée (méthode A). Dans le cas de la désulfuration, les calculs peuvent également être basés sur la quantité de gypse produite (méthode B). Dans ce dernier cas, le facteur d'émission est le rapport stoechiométrique entre le gypse sec (CaSO₄ × 2H₂O) et le CO₂ émis: 0,2558 t CO₂/t gypse.

B.9.1.2. Réduction des NO_x

Lorsque de l'urée est utilisée comme agent réducteur dans une unité de réduction des NO_x, les émissions de CO₂ résultant de son utilisation sont calculées à l'aide de la méthode A, en appliquant un facteur d'émission basé sur le rapport stoechiométrique de 0,7328 t CO₂/t urée.

B.9.1.3. Surveillance des torchères

Pour calculer les émissions provenant des torchères, le brûlage de routine ainsi que le brûlage lié à l'exploitation (interruptions, démarrages, arrêts, cas d'urgence) sont couverts. Le CO₂ intrinsèque dans les gaz de torchère doit être inclus.

Lorsqu'une surveillance plus précise n'est pas techniquement réalisable ou entraînerait des coûts excessifs, un facteur d'émission de référence de 0,00393 t CO₂/Nm³ est utilisé, correspondant à la combustion d'éthane pur, qui est utilisé comme variable représentative des gaz de torchère, en tant qu'estimation prudente.

Il est recommandé de déterminer des facteurs d'émission spécifiques des installations à partir d'une estimation du poids moléculaire du flux brûlé à la torchère, à l'aide d'une modélisation du procédé reposant sur des modèles industriels standard. L'examen des proportions relatives et des poids moléculaires de chacun des flux concourants permet d'établir une moyenne annuelle pondérée pour le poids moléculaire du gaz brûlé.

Pour les données d'activité, une incertitude de mesure plus élevée que pour les autres combustibles brûlés est acceptable.

⁽³⁾ Règlement d'exécution (UE) 2018/2066 de la Commission du 19 décembre 2018 relatif à la surveillance et à la déclaration des émissions de gaz à effet de serre au titre de la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil et modifiant le règlement (UE) n° 601/2012 de la Commission (JO L 334 du 31.12.2018, p. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_impl/2018/2066/oj).

B.9.2. Règles complémentaires pour les émissions associées à la production de clinker

B.9.2.1. Règles complémentaires pour la méthode A (sur la base des matières entrantes)

Lorsque la méthode A (sur la base de la charge du four) est utilisée pour déterminer les émissions de procédé, les règles particulières énoncées ci-après s'appliquent.

- Lorsque des poussières de fours à ciment (CKD) ou des poussières de bypass sortent du système du four, les quantités concernées de matières premières ne sont pas considérées comme des matières entrantes. Les émissions associées aux CKD sont calculées séparément conformément au point B.9.2.3.
- Soit la farine crue comme un tout, soit des matières entrantes distinctes peuvent être caractérisées, en évitant la double comptabilisation ou les omissions liées aux matières réintroduites dans le procédé ou empruntant le bypass. Si les données d'activité sont déterminées sur la base de la quantité de clinker produite, la quantité nette de farine crue peut être déterminée au moyen d'un rapport empirique farine crue/clinker propre. Ce rapport doit être actualisé au moins une fois par an sur la base des lignes directrices relatives aux meilleures pratiques de l'industrie.

B.9.2.2. Règles complémentaires pour la méthode B (sur la base des matières produites)

Lorsque la méthode B (sur la base de la quantité de clinker produite) est utilisée pour déterminer les émissions de procédé, les règles particulières suivantes s'appliquent:

les données d'activité sont exprimées sous la forme de la quantité de clinker produite [t] au cours de la période de déclaration de l'une des deux façons suivantes:

- par pesage direct du clinker,
- sur la base des livraisons de ciment, par un bilan des matières tenant compte du clinker expédié, du clinker livré et de la variation des stocks de clinker, à l'aide de la formule suivante:

$$Cl_{i_{prod}} = (Cem_{deliv} - Cem_{SV}) \times CCR - Cl_{i_s} + Cl_{i_d} - Cl_{i_{SV}} \quad (\text{Équation 27})$$

où:

$Cl_{i_{prod}}$ représente la quantité de clinker produite exprimée en tonnes;

Cem_{deliv} représente la quantité de ciment livrée exprimée en tonnes;

Cem_{SV} représente les variations des stocks de ciment exprimées en tonnes;

CCR représente le rapport clinker/ciment (tonnes de clinker par tonnes de ciment);

Cl_{i_s} représente la quantité de clinker fournie exprimée en tonnes;

Cl_{i_d} représente la quantité de clinker expédiée exprimée en tonnes; et

$Cl_{i_{SV}}$ représente les variations des stocks de clinker exprimées en tonnes.

Le rapport clinker/ciment est soit déterminé séparément pour chacun des produits en ciment sur la base d'analyses de laboratoire conformément aux dispositions du point B.5.4, soit calculé en tant que rapport à partir de la différence entre les livraisons et la variation des stocks de ciment et l'ensemble des matières utilisées comme additifs dans le ciment, y compris les poussières «bypassées» et les poussières des fours à ciment.

À titre d'exigence minimale pour déterminer le facteur d'émission, une valeur standard de 0,525 t CO₂/t clinker est appliquée.

B.9.2.3. Émissions liées aux poussières éliminées

Les émissions de procédé de CO₂ dues aux poussières de bypass ou aux poussières des fours à ciment (CDK) quittant le système de fours sont ajoutées aux émissions, corrigées d'un facteur de calcination partielle des poussières de fours à ciment.

Exigence minimale: Un facteur d'émission de 0,525 t CO₂/t poussière est appliqué.

Amélioration recommandée: Le facteur d'émission (EF) est déterminé au moins une fois par an conformément aux dispositions du point B.5.4 et en utilisant la formule suivante:

$$EF_{CKD} = \left(\frac{EF_{Cl_i}}{1 + EF_{Cl_i}} \times d \right) / \left(1 - \frac{EF_{Cl_i}}{1 + EF_{Cl_i}} \times d \right) \quad (\text{Équation 28})$$

où:

EF_{CKD} représente le facteur d'émission des poussières de four à ciment partiellement calcinées [t CO₂/t CKD];

EF_{Cl_i} représente le facteur d'émission du clinker, spécifique de l'installation [t CO₂/t clinker]; et

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

B.9.3. Règles complémentaires pour les émissions associées à la production d'acide nitrique

B.9.3.1. Règles générales pour la mesure du N₂O

Les émissions de N₂O sont déterminées en utilisant une méthode fondée sur la mesure. Les concentrations de N₂O dans les effluents gazeux de chaque source d'émission sont mesurées en un point représentatif, en aval du dispositif de réduction des émissions de NO_x/N₂O, le cas échéant. Des techniques permettant de mesurer les concentrations de N₂O de toutes les sources, avec ou sans dispositif de réduction des émissions, sont appliquées. Toutes les mesures doivent être rapportées à une mesure du gaz à l'état sec, le cas échéant, et être déclarées de manière cohérente.

B.9.3.2. Détermination du débit des effluents gazeux

Pour mesurer le débit des effluents gazeux, la méthode du bilan massique établie au point B.6.2.5 est utilisée, à moins qu'elle ne soit techniquement pas réalisable. En pareil cas, une autre méthode peut être utilisée, y compris une autre méthode du bilan massique, en s'appuyant sur des paramètres significatifs tels que la charge d'ammoniac, ou la détermination du débit par mesure en continu des émissions.

Le débit des effluents gazeux est calculé à l'aide de la formule suivante:

$$V_{flue\ gas\ flow} [Nm^3/h] = V_{air} \times (1 - O_{2,air}) / (1 - O_{2,flue\ gas}) \quad (\text{Équation 29})$$

où:

V_{air} représente le débit total d'air entrant en Nm³/h dans des conditions standard;

$O_{2,air}$ représente la fraction volumique d'O₂ dans l'air sec (= 0,2095); et

$O_{2,flue\ gas}$ représente la fraction volumique d'O₂ dans les effluents gazeux.

V_{air} est calculé en additionnant tous les débits d'air entrant dans l'usine de production d'acide nitrique, en particulier le débit d'air primaire et secondaire, et le débit d'air entrant au niveau de l'étanchéité, le cas échéant.

Toutes les mesures doivent être rapportées à une mesure du gaz à l'état sec et être déclarées de manière cohérente.

B.9.3.3. Concentrations d'oxygène (O₂)

Si nécessaire pour calculer le débit des effluents gazeux conformément au point B.9.3.2, les concentrations d'oxygène dans les effluents gazeux sont mesurées, en appliquant les exigences énoncées au point B.6.2.2. Toutes les mesures sont rapportées à une mesure du gaz à l'état sec et sont déclarées de manière cohérente.

C. FLUX THERMIQUES

C.1. Règles de détermination de la chaleur mesurable nette

C.1.1. Principes

Toutes les quantités de chaleur mesurable indiquées se rapportent à la quantité nette de chaleur mesurable, déterminée comme le contenu calorifique (enthalpie) du flux thermique transmis au procédé consommateur de chaleur ou à l'utilisateur externe, diminué du contenu calorifique du flux de retour.

Les procédés consommateurs de chaleur qui sont nécessaires au fonctionnement du système de production et de distribution de chaleur, tels que le dégazage, la préparation d'eau d'appoint et les purges régulières de vapeur, sont pris en compte dans le rendement du système thermique et sont comptabilisés dans les émissions intrinsèques des marchandises.

Lorsque le même milieu caloporteur est utilisé de manière consécutive dans plusieurs procédés et que sa chaleur est consommée à partir de différents niveaux de température, la quantité de chaleur consommée par chaque procédé consommateur de chaleur est déterminée séparément, sauf si les procédés en question font partie des procédés de production globaux des mêmes marchandises. Le réchauffage du milieu caloporteur entre des procédés consommateurs de chaleur consécutifs est traité comme une production de chaleur supplémentaire.

Lorsque la chaleur est utilisée pour produire du froid dans le cadre d'un procédé de refroidissement par absorption, ce procédé de refroidissement est considéré comme le procédé consommateur de chaleur.

C.1.2. Méthode de détermination des quantités nettes de chaleur mesurable

Sont prises en compte aux fins de la sélection des sources de données pour la quantification des flux d'énergie, conformément à l'article 4, les méthodes suivantes de détermination des quantités nettes de chaleur mesurable:

C.1.2.1. Méthode 1: Recours à des mesures

Selon cette méthode, tous les paramètres pertinents sont mesurés, en particulier la température, la pression et l'état du milieu caloporteur transmis et restitué. Si le milieu caloporteur est de la vapeur d'eau, on entend par «état» son degré de saturation ou de surchauffe. Le débit (volumique) du milieu caloporteur est mesuré. Sur la base des valeurs mesurées, l'enthalpie et le volume massique du milieu caloporteur sont déterminés à l'aide des tables des constantes de la vapeur d'eau pertinentes ou de logiciels d'ingénierie adaptés.

Le débit massique du milieu caloporteur est calculé comme suit:

$$\dot{m} = \dot{V} / v \quad (\text{Équation 30})$$

où:

\dot{m} représente le débit massique en kg/s;

\dot{V} représente le débit volumique en m³/s; et

v représente le volume spécifique en m³/kg.

Le débit massique étant réputé identique pour le milieu transmis et le milieu restitué, le débit thermique est déterminé en calculant la différence d'enthalpie entre le débit transmis et le débit restitué, comme suit:

$$\dot{Q} = (h_{\text{flow}} - h_{\text{return}}) \times \dot{m} \quad (\text{Équation 31})$$

où:

\dot{Q} représente le débit thermique en kJ/s;

h_{flow} représente l'enthalpie du flux transmis en kJ/kg;

h_{return} représente l'enthalpie du flux de retour en kJ/kg; et

\dot{m} représente le débit massique en kg/s

Lorsque de la vapeur d'eau ou de l'eau chaude font office de milieu caloporteur, si le condensat n'est pas restitué ou s'il n'est pas possible d'estimer l'enthalpie du condensat restitué, h_{return} est déterminé en se basant sur une température de 90 °C.

Si l'on sait que les débits massiques ne sont pas identiques, la méthode suivante est appliquée:

- lorsque des éléments prouvent que le condensat demeure dans le produit (par exemple, dans les procédés d'«injection de vapeur vive»), l'enthalpie de ce condensat n'est pas déduite,
- si l'on sait qu'il y a déperdition du milieu caloporteur (par exemple en raison de fuites ou d'une mise à l'égout), une estimation du flux massique correspondant est déduite du flux massique du milieu caloporteur transmis.

Pour déterminer le flux thermique annuel net à partir des données susmentionnées, l'une des méthodes suivantes est utilisée, en fonction de l'équipement de mesure et du traitement de données disponibles:

- détermination des valeurs annuelles moyennes des paramètres qui déterminent l'enthalpie annuelle moyenne du milieu caloporteur transmis et restitué, et multiplication par le flux massique annuel total, au moyen de l'équation 31;
- détermination des valeurs horaires du flux thermique et addition de ces valeurs sur la durée annuelle totale de fonctionnement du système thermique. Suivant le système de traitement des données utilisé, les valeurs horaires peuvent être remplacées au besoin par des valeurs couvrant d'autres intervalles de temps.

C.1.2.2. Méthode 2: Calcul d'une valeur représentative sur la base du rendement mesuré

Les quantités nettes de chaleur mesurable sont déterminées à partir de l'apport de combustible et du rendement mesuré se rapportant à la production et à la transmission de chaleur:

$$Q = \eta_H \times E_{In} \quad (\text{Équation 32})$$

$$E_{In} = \sum_i AD_i \times NCV_i \quad (\text{Équation 33})$$

où:

Q représente la quantité de chaleur exprimée en TJ;

η_{return} représente le rendement mesuré de la production et de la transmission de chaleur;

E_{In} représente l'apport énergétique provenant des combustibles;

AD_i représente les données d'activité annuelles (c.-à-d. les quantités consommées) des combustibles i ; et

NCV_i représente les pouvoirs calorifiques inférieurs (PCI) des combustibles i .

La valeur de η_H est soit mesurée sur une période raisonnablement longue, tenant suffisamment compte des différents niveaux de charge de l'installation, soit tirée de la documentation fournie par le fabricant. À cet égard, la courbe de charge partielle est prise en compte en appliquant un facteur de charge annuel, comme suit:

$$L_F = \frac{E_{In}}{E_{Max}} \quad (\text{Équation 34})$$

où:

L_F représente le facteur de charge;

E_{In} représente l'apport énergétique déterminé, sur la période de déclaration, au moyen de l'équation 33; et

E_{Max} représente l'apport de combustible maximal, si l'unité de production de chaleur a fonctionné à 100 % de sa charge nominale pendant toute la durée de l'année civile.

Le rendement est mesuré dans le cas d'une restitution à 100 % du condensat. Une température de 90 °C est posée en hypothèse pour le condensat restitué.

C.1.2.3. Méthode 3: Calcul d'une valeur représentative sur la base du rendement de référence

Cette méthode est identique à la méthode 3 mais un rendement de référence de 70 % ($\eta_{Ref,H} = 0,7$) est utilisé dans l'équation 32.

C.1.3. Règles particulières

Lorsqu'une installation consomme de la chaleur mesurable produite à partir de procédés chimiques exothermiques autres que la combustion, comme dans la production d'ammoniac ou d'acide nitrique, cette quantité de chaleur consommée est déterminée séparément des autres chaleurs mesurables et aucune émission de CO₂ n'est attribuée à cette chaleur consommée.

D. ÉLECTRICITÉ

D.1. **Calcul des émissions liées à l'électricité**

Les émissions liées à la production ou à la consommation d'électricité sont calculées au moyen de l'équation suivante:

$$Em_{el} = E_{el} \times EF_{el} \quad (\text{Équation 35})$$

où:

Em_{el} représente les émissions liées à l'électricité produite ou consommée, exprimées en t CO₂;

E_{el} représente l'électricité produite ou consommée exprimée en MWh; et

EF_{el} représente le facteur d'émission de l'électricité appliqué, exprimé en t CO₂/MWh.

D.2. **Règles pour déterminer le facteur d'émission de l'électricité importée sur le territoire douanier de l'Union**

Pour déterminer les émissions intrinsèques spécifiques de l'électricité importée sur le territoire douanier de l'Union, seules les émissions directes sont applicables conformément au point 2 de l'annexe IV du règlement (UE) 2023/956.

Le facteur d'émission pour calculer les émissions intrinsèques spécifiques de l'électricité est établi comme suit:

- la valeur par défaut spécifique pour un pays tiers, un groupe de pays tiers ou une région au sein d'un pays tiers, en tant que facteur d'émission de CO₂ pertinent comme établi au point D.2.1, est utilisée,
- lorsque aucune valeur par défaut spécifique n'est disponible au titre du point a), le facteur d'émission de CO₂ dans l'UE comme établi au point D.2.2 est utilisé,
- lorsqu'un pays, ou un groupe de pays tiers, fournit suffisamment d'éléments fondés sur des informations officielles et publiques pour démontrer que le facteur d'émission de CO₂ dans le pays tiers, le groupe de pays tiers ou la région au sein d'un pays tiers d'où l'électricité est importée est inférieur aux valeurs visées aux points a) et b), et lorsque les conditions énoncées au point D.2.3 sont remplies, l'autre valeur par défaut déterminée sur la base des données disponibles et fiables fournies sera utilisée,
- un déclarant MACF autorisé peut appliquer les émissions intrinsèques réelles au lieu des valeurs par défaut pour le calcul des émissions intrinsèques de l'électricité importée, s'il est possible de démontrer au moyen des éléments de preuve mentionnés au point D.2.4 de la présente annexe, que les critères cumulatifs a) à d) présentés au point 5 de l'annexe IV du règlement (UE) 2023/956 sont respectés, et le calcul se fonde sur des données déterminées conformément à la présente annexe par le producteur de l'électricité, calculées à l'aide du point D.4.1 ou D.4.2 de la présente annexe.

D.2.1. *Facteur d'émission de CO₂ basé sur des valeurs par défaut spécifiques*

Conformément au point 4.2.1 de l'annexe IV du règlement (UE) 2023/956, les facteurs d'émission de CO₂ dans le pays tiers, le groupe de pays tiers ou la région au sein d'un pays tiers, sont utilisés sur la base des meilleures données disponibles.

D.2.2. *Facteur d'émission de CO₂ de l'UE*

Conformément au point 4.2.2 de l'annexe IV du règlement (UE) 2023/956, le facteur d'émission de CO₂ pour l'Union s'applique.

D.2.3. Facteur d'émission de CO₂ fondé sur d'autres données fiables

Aux fins du point D.2 c), d'autres valeurs par défaut peuvent être utilisées pour l'électricité importée d'un pays tiers donné au cours d'une année donnée, lorsqu'un pays tiers ou un groupe de pays tiers fournit à la Commission, au plus tard le 30 juin de l'année concernée, les ensembles de données provenant d'autres sources officielles fiables, y compris des statistiques nationales, démontrant que le facteur d'émission de CO₂ calculé sur la base des équations 36 et 37 est inférieur au facteur d'émission de CO₂ établi conformément à l'annexe IV du règlement (UE) 2023/956. Lorsque la Commission estime que les autres sources officielles fournies sont fiables, elle modifie, si possible au plus tard le 30 juin de l'année suivante, les valeurs par défaut pertinentes. Les valeurs par défaut modifiées s'appliquent à l'électricité importée au cours de l'année où les ensembles de données provenant d'autres sources officielles ont été fournis.

Lorsqu'un pays tiers ou un groupe de pays tiers fournit les ensembles de données provenant d'autres sources officielles après le 30 juin d'une année donnée, et lorsque la Commission les juge fiables, celle-ci modifie, si possible au plus tard le 30 juin de la deuxième année suivant l'année au cours de laquelle les ensembles de données provenant d'autres sources officielles ont été fournis, les valeurs par défaut pertinentes. Les valeurs par défaut modifiées s'appliquent à l'électricité importée durant l'année suivant l'année au cours de laquelle les ensembles de données provenant d'autres sources officielles ont été fournis. Lorsque la Commission parvient à modifier les valeurs par défaut pertinentes durant l'année suivant l'année au cours de laquelle les ensembles de données provenant d'autres sources officielles ont été fournis et avant la date limite de présentation des déclarations MACF conformément à l'article 6 du règlement (UE) 2023/956, les valeurs par défaut modifiées s'appliquent à l'électricité importée durant l'année au cours de laquelle les ensembles de données provenant d'autres sources officielles ont été fournis.

L'autre facteur d'émission de CO₂ est calculé sur la base de la moyenne des facteurs d'émission de CO₂ annuels pour les cinq dernières années pour lesquelles des données fiables sont disponibles.

À cette fin, les facteurs d'émission de CO₂ annuels sont calculés sur la base de l'équation suivante:

$$Em_{el,y} = \frac{\sum_i^n EF_i \times E_{el,i,y}}{E_{el,y}} \quad (\text{Équation 36})$$

où:

$Em_{el,y}$ représente le facteur d'émission de CO₂ annuel pour l'ensemble des technologies utilisatrices de combustibles fossiles au cours de l'année concernée dans le pays tiers, le groupe de pays tiers ou la région au sein d'un pays tiers, en mesure d'exporter de l'électricité vers l'Union;

$E_{el,y}$ représente la production brute totale d'électricité pour l'ensemble des technologies utilisatrices de combustibles fossiles au cours de cette année; EF_i représente le facteur d'émission de CO₂ pour chaque technologie utilisatrice de combustibles fossiles «i»; et

$E_{el,i,y}$ représente la production brute annuelle d'électricité pour chaque technologie utilisatrice de combustibles fossiles «i».

Le facteur d'émission de CO₂ est calculé comme une moyenne mobile de ces années en commençant par l'année en cours moins deux, sur la base de l'équation suivante:

$$Em_{el} = \frac{\sum_{y-6}^{y-2} Em_{el,i}}{5} \quad (\text{Équation 37})$$

où:

Em_{el} représente le facteur d'émission de CO₂ résultant de la moyenne mobile des facteurs d'émission de CO₂ annuels des cinq années précédentes, en commençant par l'année en cours, moins deux ans, jusqu'à l'année en cours, moins six ans;

$Em_{el,y}$ représente le facteur d'émission de CO₂ pour chaque année «i»;

i représente l'indice variable pour les années à prendre en considération; et

y représente l'année en cours.

Si des données plus récentes et fiables sont disponibles, la moyenne mobile peut commencer à partir de l'année en cours, moins un an, jusqu'à l'année en cours, moins cinq ans.

D.2.4. *Éléments de preuve aux fins de l'utilisation des émissions intrinsèques réelles pour l'électricité importée dans l'Union*

Conformément au point 5 de l'annexe IV du règlement (UE) 2023/956, un déclarant MACF autorisé peut appliquer les émissions intrinsèques réelles au lieu des valeurs par défaut pour le calcul des émissions intrinsèques d'une quantité donnée d'électricité importée si les critères cumulatifs a) à d) présentés dans ledit point sont respectés.

Les éléments de preuve suivants sont fournis pour démontrer que les critères requis pour justifier l'utilisation des émissions réelles sont remplis conformément à l'annexe IV, point 5, du règlement (UE) 2023/956.

- Pour le critère a) prévu à l'annexe IV, point 5, du règlement (UE) 2023/956:
 - a) des éléments de preuve contractuels démontrant l'existence d'un accord d'achat d'électricité (AAE) conclu directement entre le déclarant MACF autorisé et un producteur d'électricité situé dans un pays tiers pour la livraison physique d'électricité. L'AAE est applicable au moment de l'importation d'électricité pour laquelle des émissions réelles sont déclarées et couvre au moins la quantité d'électricité pour laquelle les émissions réelles sont déclarées. Lorsque l'AAE a été conclu par un intermédiaire, les éléments de preuve contractuels démontrent qu'un seul contrat a été conclu entre les trois parties contractantes.

- Pour le critère b) prévu à l'annexe IV, point 5, du règlement (UE) 2023/956, l'un des éléments suivants:
 - a) un schéma unifilaire démontrant l'existence d'une connexion directe entre l'installation produisant de l'électricité et le réseau de transport de l'Union;
 - b) un document écrit, émanant soit du gestionnaire de réseau de transport, soit d'une autre entité ayant accès aux informations pertinentes, attestant qu'au moment de l'exportation, déterminé sur une base horaire, aucun point du réseau ne présentait de congestion physique entre l'installation et le réseau de transport de l'Union.

- Pour le critère c) prévu à l'annexe IV, point 5, du règlement (UE) 2023/956:
 - a) des données indiquant que l'installation produisant de l'électricité n'émet pas plus de 550 grammes de CO₂ d'origine fossile par kilowattheure d'électricité.

- Pour le critère d) prévu à l'annexe IV, point 5, du règlement (UE) 2023/956:
 - a) un document écrit, émanant soit de la personne qui a procédé à la nomination de la capacité concernée à l'interconnexion, soit du gestionnaire de réseau de transport concerné, démontrant qu'une quantité donnée d'électricité a fait l'objet d'une nomination dans le pays d'origine, le pays de destination et, le cas échéant, chaque pays de transit, et démontrant la période à laquelle se rapporte la nomination de capacité; et
 - b) des données provenant d'un système intelligent de mesure démontrant que la production d'une quantité correspondante d'électricité par l'installation a eu lieu au cours de la même période de mesure que la nomination de capacité. Cette période ne peut dépasser une heure.

- Pour les critères e) prévus à l'annexe IV, point 5, du règlement (UE) 2023/956:
 - a) des rapports intermédiaires mensuels comportant les éléments de preuve prévus au présent point, démontrant la manière dont les critères a) à d) énoncés à l'annexe IV, point 5, du règlement (UE) 2023/956 sont satisfaits.

D.3. **Règles pour déterminer les quantités d'électricité utilisées pour la production de marchandises autres que de l'électricité**

Aux fins de la détermination des émissions intrinsèques, la mesure des quantités d'électricité s'applique à la puissance réelle, pas à la puissance apparente (puissance complexe). Seule la puissance active est mesurée, et la puissance réactive n'est pas prise en compte.

Pour la production d'électricité, le niveau d'activité désigne l'électricité nette quittant les limites du système de la centrale ou de l'unité de cogénération, après déduction de l'électricité consommée en interne.

D.4. Règles pour déterminer les émissions intrinsèques indirectes de l'électricité utilisée pour la production de marchandises autres que de l'électricité

Les facteurs d'émission pour l'électricité sont déterminés sur la base:

- du facteur d'émission moyen du réseau électrique du pays d'origine, mis à disposition conformément à l'annexe IV du règlement (UE) 2023/956, ou
- lorsque des éléments de preuve suffisants sont fournis sur la base d'informations officielles et publiques en vue de démontrer que le facteur d'émission moyen du réseau d'un pays tiers ou d'un groupe de pays tiers dans lequel l'électricité a été produite est inférieur aux valeurs établies conformément au point a), d'une autre valeur par défaut qui est établie conformément au point D.4.4.
- Des facteurs d'émission réels pour l'électricité peuvent être utilisés conformément aux points D.4.1 à D.4.3.

D.4.1. Facteur d'émission de l'électricité produite par des méthodes autres que la cogénération

Lorsque les critères d'utilisation des émissions réelles pour l'électricité ou des émissions indirectes, énoncés à l'annexe IV du règlement (UE) 2023/956, sont remplis, pour l'électricité produite à partir de la combustion de combustibles, à l'exception de l'électricité produite par cogénération, le facteur d'émission de l'électricité EF_{El} est déterminé sur la base de la combinaison de combustibles concernée et les émissions imputables à la production d'électricité sont calculées en appliquant la formule suivante:

$$EF_{El} = (\sum AD_i \times NCV_i \times EF_i + Em_{FGC}) / El_{prodts} \quad (\text{Équation 38})$$

où:

AD_i représente les données d'activité annuelles (c.-à-d. les quantités consommées) des combustibles i utilisés pour la production d'électricité, exprimées en tonnes ou en Nm^3 ;

NCV_i représente les pouvoirs calorifiques inférieurs (PCI) des combustibles i exprimés en TJ/t ou en TJ/ Nm^3 ;

EF_i représente les facteurs d'émission des combustibles i exprimés en t CO_2 /TJ;

Em_{FGC} représente les émissions de procédé résultant de l'épuration des gaz de combustion, exprimées en t CO_2 ; et

El_{prod} représente la quantité nette d'électricité produite, exprimée en MWh. Elle peut inclure des quantités d'électricité produites à partir de sources autres que la combustion de combustibles.

Lorsqu'un gaz résiduaire fait partie de la combinaison de combustibles utilisée, et lorsque le facteur d'émission du gaz résiduaire est supérieur au facteur d'émission standard du gaz naturel fourni au tableau 1 du point G, ce facteur d'émission standard est utilisé pour calculer EF_{El} au lieu du facteur d'émission du gaz résiduaire.

D.4.2. Facteur d'émission de l'électricité produite par cogénération

Lorsque les critères d'utilisation des émissions réelles pour les émissions indirectes, énoncés à l'annexe IV du règlement (UE) 2023/956, sont remplis, le facteur d'émission de la production d'électricité par cogénération est déterminé conformément au point A.2.2 de l'annexe III.

D.4.3. Éléments de preuve de l'utilisation des émissions intrinsèques indirectes réelles

Conformément au point 6 de l'annexe IV du règlement (UE) 2023/956, un déclarant MACF autorisé peut appliquer les émissions intrinsèques réelles au lieu des valeurs par défaut pour le calcul des émissions intrinsèques indirectes si les critères requis sont remplis. Lorsque ces critères sont remplis, le facteur d'émission est déterminé conformément aux points D.4.1 ou D.4.2 de la présente annexe.

Les éléments de preuve suivants sont fournis pour démontrer que les critères requis pour justifier l'utilisation des émissions intrinsèques réelles pour les émissions indirectes conformément au point 6 de l'annexe IV du règlement (UE) 2023/956 sont remplis.

- Pour démontrer l'existence d'un lien technique direct:
 - a) un schéma unifilaire démontrant l'existence d'un lien technique direct entre l'installation dans laquelle la marchandise importée est produite et la source de production d'électricité;
 - b) les données provenant d'un système intelligent de mesure démontrant que la quantité d'électricité pour laquelle les émissions réelles sont déclarées a été générée par l'installation produisant de l'électricité connectée par le lien technique direct, et démontrant la durée de la production d'électricité, en faisant référence à des périodes de mesure ne dépassant pas une heure;
 - c) les données provenant d'un système intelligent de mesure démontrant que la quantité d'électricité pour laquelle les émissions réelles sont déclarées a été livrée, au cours de la même période de mesure ne dépassant pas une heure, à une installation connectée par le lien technique direct et produisant une marchandise énumérée à l'annexe I du règlement (UE) 2023/956;
 - d) lorsque le lien technique direct connecte plusieurs installations produisant de l'électricité à une ou plusieurs installations produisant une marchandise énumérée à l'annexe I du règlement (UE) 2023/956, un contrat entre les exploitants des deux installations exigeant la livraison d'au moins la quantité d'électricité pour laquelle les émissions réelles sont déclarées d'une installation à l'autre. lorsque l'installation de production d'électricité et l'installation produisant une marchandise énumérée à l'annexe I du règlement (UE) 2023/956 appartiennent à la même entité juridique, un accord d'achat de la production intra-entreprises prévoyant la livraison d'au moins la quantité correspondante d'électricité.
- Pour démontrer l'existence d'un accord d'achat d'électricité:
 - a) des éléments de preuve contractuels démontrant l'existence d'un AAE conclu directement entre une installation produisant des marchandises énumérées à l'annexe I du règlement (UE) 2023/956 et un producteur d'électricité situé dans un pays tiers pour la livraison physique d'électricité. Lorsque l'AAE a été conclu par un intermédiaire, les éléments de preuve contractuels démontrent qu'un seul contrat a été conclu entre les trois parties contractantes;
 - b) les données provenant d'un système intelligent de mesure attestant qu'une quantité donnée d'électricité a été produite par l'installation produisant de l'électricité et démontrant la période de production;
 - c) les données provenant d'un système intelligent de mesure attestant qu'une quantité équivalente d'électricité a été fournie, au cours de la même période de mesure, qui ne dépasse pas une heure, dans l'installation produisant les marchandises énumérées à l'annexe I du règlement (UE) 2023/956;
 - d) un document écrit, émanant de gestionnaires de réseau de transport, d'autorités publiques ou d'autres sources d'information publiques pertinentes et fiables, démontrant la présence d'un raccordement physique au réseau entre l'installation produisant de l'électricité et l'installation produisant des marchandises énumérées à l'annexe I du règlement (UE) 2023/956.

D.4.4. Facteur d'émission fondé sur d'autres données fiables

Aux fins du point D.4 2), d'autres valeurs par défaut peuvent être utilisées pour l'électricité utilisée dans la production de marchandises importée au cours d'une année donnée, lorsqu'un pays tiers ou un groupe de pays tiers démontre à la Commission, au plus tard le 30 juin de l'année concernée, sur la base des ensembles de données provenant d'autres sources officielles fiables, y compris des statistiques nationales, que l'intensité moyenne des émissions sur cinq ans du réseau électrique du pays tiers ainsi calculé sur la base des équations 45 et 56 est inférieure à celle établie conformément à l'annexe IV du règlement (UE) 2023/956. Lorsque la Commission estime que les autres sources officielles fournies sont fiables, elle modifie, si possible au plus tard le 30 juin de l'année suivante, la valeur par défaut de l'électricité pour ce pays tiers ou groupe de pays tiers. La valeur par défaut modifiée s'applique à l'électricité utilisée dans la production de marchandises importée durant l'année au cours de laquelle les ensembles de données provenant d'autres sources officielles ont été fournis.

Lorsqu'un pays tiers ou un groupe de pays tiers fournit des ensembles de données provenant d'autres sources officielles après le 30 juin d'une année donnée, et lorsque la Commission les juge fiables, celle-ci modifie, si possible au plus tard le 30 juin de la deuxième année suivant l'année au cours de laquelle les ensembles de données provenant d'autres sources officielles ont été fournis, la valeur par défaut de l'électricité pour ce pays tiers ou groupe de pays tiers. La valeur par défaut modifiée s'applique à l'électricité utilisée dans la production de marchandises importée durant l'année suivant l'année au cours de laquelle les ensembles de données provenant d'autres sources officielles ont été fournis. Lorsque la Commission parvient à modifier les valeurs par défaut pertinentes durant l'année suivant l'année au cours de laquelle les ensembles de données provenant d'autres sources officielles ont été fournis et avant la date limite de présentation des déclarations MACF conformément à l'article 6 du règlement (UE) 2023/956, les valeurs par défaut modifiées s'appliquent à l'électricité utilisée dans la production de marchandises importée durant l'année au cours de laquelle les ensembles de données provenant d'autres sources officielles ont été fournis.

Le facteur d'émission est calculé sur la base de la moyenne simple du facteur d'émission pour les cinq dernières années précédant la déclaration des données pour lesquelles des données fiables sont disponibles.

Aux fins du calcul des autres valeurs par défaut, la Commission calcule les facteurs d'émission annuels et sa production brute d'électricité respective dans le pays tiers ou le groupe de pays tiers sur la base de l'équation suivante:

$$Em_{el,y} = \frac{\sum_i^n EF_i \times E_{el,i,y}}{E_{el,y}} \quad (\text{Équation 39})$$

où:

$Em_{el,y}$ représente le facteur d'émission annuel pour toutes les sources d'électricité au cours de l'année donnée dans le pays tiers;

$E_{el,y}$ représente la production brute totale d'électricité pour l'ensemble des sources d'électricité au cours de cette année; EF_i représente le facteur d'émission pour chaque source d'électricité «i»; et

$E_{el,i,y}$ représente la production brute annuelle d'électricité pour chaque source d'électricité «i».

La Commission calcule le facteur d'émission comme étant une moyenne mobile des années concernées en commençant par l'année en cours moins deux, sur la base de l'équation suivante:

$$Em_{el} = \frac{\sum_{y-6}^{y-2} Em_{el,i}}{5} \quad (\text{Équation 40})$$

où:

Em_{el} représente le facteur d'émission résultant de la moyenne mobile des facteurs d'émission de la période de cinq ans commençant par l'année en cours moins deux;

$Em_{el,y}$ représente le facteur d'émission pour chaque année «i»;

i représente l'indice variable pour les années à prendre en considération; et

y représente l'année en cours.

Si des données plus récentes et fiables sont disponibles, la moyenne mobile peut commencer à partir de l'année en cours, moins un an, jusqu'à l'année en cours, moins cinq ans.

E. SURVEILLANCE DES PRÉCURSEURS

La quantité de chaque précurseur consommée dans chaque procédé de production est déterminée afin de calculer les émissions intrinsèques totales des marchandises complexes produites conformément à l'annexe III, point B.

Si les précurseurs entrent dans le même procédé de production conformément à l'article 4, paragraphe 9, seule la quantité de précurseur additionnel utilisée et obtenue auprès d'autres installations ou à partir d'autres procédés de production est déterminée.

La quantité utilisée et les propriétés d'émission sont déterminées séparément pour chaque procédé de production dont provient le précurseur. Les méthodes utilisées pour déterminer les données requises sont inscrites dans le plan de surveillance de l'installation, en appliquant les dispositions suivantes:

- 1) Lorsque le précurseur est produit dans l'installation mais selon un procédé de production différent attribué en appliquant l'article 4, les ensembles de données à déterminer comprennent:
 - a) les émissions intrinsèques directes et indirectes spécifiques du précurseur en tant que moyenne au cours de la période de déclaration, exprimées en tonnes équivalent CO₂ par tonne de précurseur;
 - b) la quantité de précurseur utilisée dans chaque procédé de production de l'installation.
- 2) Lorsque le précurseur est obtenu auprès d'une autre installation, les ensembles de données à déterminer comprennent:
 - a) le pays d'origine des marchandises importées;
 - b) l'installation où il a été produit, identifiée par les données suivantes:
 - l'identifiant unique de l'installation, si disponible,
 - le code applicable des Nations unies pour les lieux utilisés pour le commerce et les transports (Locode/ONU) du lieu,
 - une adresse complète et sa transcription anglaise, et
 - les coordonnées géographiques de l'installation;
 - c) si le précurseur provient de pays et territoires tiers qui ne sont pas exemptés en vertu de l'annexe III, point 1, du règlement (UE) 2023/956;
 - d) les modes de production utilisés tels que définis à l'annexe I;
 - e) les valeurs des paramètres spécifiques applicables requis pour déterminer les émissions intrinsèques, telles qu'énumérées au point 2 de l'annexe IV;
 - f) les émissions intrinsèques directes et indirectes spécifiques du précurseur en tant que moyenne au cours de la période de déclaration la plus récente disponible, exprimées en tonnes équivalent CO₂ par tonne de précurseur;
 - g) la date de début et de fin de la période de déclaration utilisée par l'installation auprès de laquelle le précurseur a été obtenu;
 - h) Si le précurseur provient de pays et territoires tiers exemptés en vertu de l'annexe III, point 1, du règlement (UE) 2023/956, les émissions intrinsèques spécifiques sont considérées comme égales à zéro;
 - i) la quantité de précurseur utilisée dans chaque procédé de production de l'installation.
- 3) Pour chaque quantité de précurseur pour laquelle des données incomplètes ou peu probantes visées au point 2 ont été reçues, les valeurs par défaut applicables mises à disposition conformément à l'annexe IV du règlement (UE) 2023/956 sont utilisées.
- 4) Lorsqu'un type de précurseur est produit dans le cadre de différents procédés de production, les émissions intrinsèques spécifiques de ce précurseur seront calculées comme étant une moyenne pondérée de ces différents procédés de production.

F. SURVEILLANCE DES NIVEAUX D'ACTIVITÉ

Le niveau d'activité d'un procédé de production est calculé comme la masse totale de toutes les marchandises quittant le procédé de production au cours de la période de déclaration mesurée en unités fonctionnelles et en tonnes de marchandises. Lorsque les procédés de production sont définis de telle sorte que la production des précurseurs est également prise en compte, la double comptabilisation est évitée en comptant uniquement les produits finaux du procédé de production.

Seules les marchandises pouvant être vendues ou directement utilisées comme précurseur dans un autre procédé de production sont prises en considération. Les produits, sous-produits, déchets et débris «off-specs» (hors spécifications) produits dans un procédé de production, qu'ils soient renvoyés vers des procédés de production, fournis à d'autres installations ou éliminés, ne sont pas pris en considération dans la détermination du niveau d'activité. Il leur est par conséquent attribué des émissions intrinsèques nulles lorsqu'ils entrent dans un autre procédé de production.

Pour déterminer les niveaux d'activité, les exigences de mesure établies au point B.4 s'appliquent.

G. FACTEURS STANDARD UTILISÉS DANS LA SURVEILLANCE DES ÉMISSIONS DIRECTES SE RAPPORTANT À L'INSTALLATION

Facteurs standard d'émission des combustibles en fonction du pouvoir calorifique inférieur (PCI)

Tableau 1

Facteurs d'émission des combustibles en fonction du PCI et pouvoirs calorifiques inférieurs par masse de combustible

Description du type de combustible	Facteur d'émission (t CO ₂ /TJ)	Pouvoir calorifique inférieur (TJ/Gg)	Source
Pétrole brut	73,3	42,3	LD GIEC 2006
Orimulsion	77,0	27,5	LD GIEC 2006
Liquides de gaz naturel	64,2	44,2	LD GIEC 2006
Essence automobile	69,3	44,3	LD GIEC 2006
Kérosène (autre que jet A1 ou jet A)	71,9	43,8	LD GIEC 2006
Huile de schiste	73,3	38,1	LD GIEC 2006
Gazole/Carburant diesel	74,1	43,0	LD GIEC 2006
Fioul résiduel	77,4	40,4	LD GIEC 2006
Gaz de pétrole liquéfié	63,1	47,3	LD GIEC 2006
Éthane	61,6	46,4	LD GIEC 2006
Naphta	73,3	44,5	LD GIEC 2006
Bitume	80,7	40,2	LD GIEC 2006
Lubrifiants	73,3	40,2	LD GIEC 2006
Coke de pétrole	97,5	32,5	LD GIEC 2006
Charges de raffinage du pétrole	73,3	43,0	LD GIEC 2006
Gaz de raffinerie	57,6	49,5	LD GIEC 2006
Paraffines	73,3	40,2	LD GIEC 2006
White spirit et essences spéciales	73,3	40,2	LD GIEC 2006
Autres produits pétroliers	73,3	40,2	LD GIEC 2006
Anthracite	98,3	26,7	LD GIEC 2006
Houille à coke	94,6	28,2	LD GIEC 2006
Autres charbons bitumineux	94,6	25,8	LD GIEC 2006
Charbon sous-bitumineux	96,1	18,9	LD GIEC 2006
Lignite	101,0	11,9	LD GIEC 2006
Schistes et sables bitumineux	107,0	8,9	LD GIEC 2006
Aggloméré de charbon	97,5	20,7	LD GIEC 2006
Coke de four et coke de lignite	107,0	28,2	LD GIEC 2006

Description du type de combustible	Facteur d'émission (t CO ₂ /TJ)	Pouvoir calorifique inférieur (TJ/Gg)	Source
Coke de gaz	107,0	28,2	LD GIEC 2006
Goudron de houille	80,7	28,0	LD GIEC 2006
Gaz d'usine à gaz	44,4	38,7	LD GIEC 2006
Gaz de cokerie	44,4	38,7	LD GIEC 2006
Gaz de haut-fourneau	260	2,47	LD GIEC 2006
Gaz de convertisseur à l'oxygène	182	7,06	LD GIEC 2006
Gaz naturel	56,1	48,0	LD GIEC 2006
Déchets industriels	143	s.o.	LD GIEC 2006
Huiles usagées	73,3	40,2	LD GIEC 2006
Tourbe	106,0	9,76	LD GIEC 2006
Pneus usagés	85,0 ⁽¹⁾	s.o.	Conseil mondial des entreprises pour le développement durable — Initiative ciment pour le développement durable (WBCSD CSI)
Monoxyde de carbone	155,2 ⁽²⁾	10,1	J. Falbe et M. Regitz, <i>Römpp Chemie Lexikon</i> , Stuttgart, 1995
Méthane	54,9 ⁽³⁾	50,0	J. Falbe et M. Regitz, <i>Römpp Chemie Lexikon</i> , Stuttgart, 1995

⁽¹⁾ Cette valeur correspond au facteur d'émission préliminaire, c'est-à-dire avant application, le cas échéant, d'une fraction issue de la biomasse.

⁽²⁾ Sur la base d'un PCI de 10,12 TJ/t.

⁽³⁾ Sur la base d'un PCI de 50,01 TJ/t.

Tableau 2

Facteurs d'émission des combustibles en fonction du PCI et pouvoirs calorifiques inférieurs par masse de matière issue de la biomasse

Matière issue de la biomasse	EF préliminaire [t CO ₂ /TJ]	PCI [GJ/t]	Source
Bois/déchets de bois [secs à l'air ⁽¹⁾]	112	15,6	LD GIEC 2006
Lessives sulfites (liqueur noire)	95,3	11,8	LD GIEC 2006
Autre biomasse primaire solide	100	11,6	LD GIEC 2006

Matière issue de la biomasse	EF préliminaire [t CO ₂ /TJ]	PCI [GJ/t]	Source
Charbon de bois	112	29,5	LD GIEC 2006
Bioessence	70,8	27,0	LD GIEC 2006
Biogazoles	70,8	37,0	LD GIEC 2006 ⁽²⁾
Autres biocarburants liquides	79,6	27,4	LD GIEC 2006
Gaz de décharge ⁽³⁾	54,6	50,4	LD GIEC 2006
Gaz de boues d'épuration ⁽⁴⁾	54,6	50,4	LD GIEC 2006
Autres biogaz ⁽⁴⁾	54,6	50,4	LD GIEC 2006
Déchets municipaux (fraction issue de la biomasse) ⁽⁵⁾	100	11,6	LD GIEC 2006

⁽¹⁾ Le facteur d'émission donné part de l'hypothèse d'une teneur en eau de 15 % du bois. Le bois frais de sciage peut avoir une teneur en eau jusqu'à 50 %. Pour déterminer le PCI de bois complètement sec, l'équation suivante est utilisée:

$$NCV = NCV_{dry} \times (1 - w) - \Delta H_v \times w$$

où NCV_{dry} représente le PCI de la matière absolument sèche, w représente la teneur en eau (fraction de la masse) et $\Delta H_v = 2,4 \text{ GJ/t H}_2\text{O}$ représente l'enthalpie par évaporation de l'eau. En utilisant la même équation, le PCI pour une teneur en eau donnée peut être recalculé à partir du PCI sec.

⁽²⁾ La valeur PCI provient de l'annexe III de la directive (UE) 2018/2001.

⁽³⁾ Pour les gaz de décharge, gaz de boues d'épuration et autres biogaz: Les valeurs standard se rapportent au biométhane. Pour parvenir aux valeurs standard correctes, une correction de la teneur en méthane du gaz est nécessaire.

⁽⁴⁾ Sur la base d'un PCI de 50,01 TJ/t.

⁽⁵⁾ Les lignes directrices du GIEC fournissent également des valeurs pour la fraction fossile des déchets municipaux: EF = 91,7 t CO₂/TJ; PCI = 10 GJ/t.

Facteurs d'émission liés aux émissions de procédé

Tableau 3

Facteurs d'émission stœchiométriques pour les émissions de procédé liées à la décomposition des carbonates (méthode A)

Carbonate	Facteur d'émission [t CO ₂ /t de carbonate]
CaCO ₃	0,440
MgCO ₃	0,522
Na ₂ CO ₃	0,415
BaCO ₃	0,223
Li ₂ CO ₃	0,596
K ₂ CO ₃	0,318
SrCO ₃	0,298
NaHCO ₃	0,524
FeCO ₃	0,380
Général	Facteur d'émission = $\frac{M(\text{CO}_2)}{\{Y \times [M(x)] + Z \times [M(\text{CO}_3^{2-})]\}}$ X = métal M(x) = poids moléculaire de X en [g/mol] M(CO ₂) = poids moléculaire de CO ₂ en [g/mol] M(CO ₃ ²⁻) = poids moléculaire de CO ₃ ²⁻ en [g/mol] Y = nombre stœchiométrique de X Z = nombre stœchiométrique de CO ₃ ²⁻

Tableau 4

Facteurs d'émission stœchiométriques pour les émissions de procédé liées à la décomposition des carbonates à partir d'oxydes alcalino-terreux (méthode B)

Oxyde	Facteur d'émission [t CO ₂ /t d'oxyde]
CaO	0,785
MgO	1,092
BaO	0,287
Général: X _Y O _Z	Facteur d'émission = $\frac{[M(\text{CO}_2)]}{\{Y \times [M(x)] + Z \times [M(\text{O})]\}}$ X = métal alcalino-terreux ou alcalin M(x) = poids moléculaire de X en [g/mol] M(CO ₂) = poids moléculaire de CO ₂ [g/mol] M(O) = poids moléculaire de O [g/mol] Y = nombre stœchiométrique de X = 1 (pour les métaux alcalino-terreux) = 2 (pour les métaux alcalins) Z = nombre stœchiométrique de O = 1

Tableau 5

Facteurs d'émission stœchiométriques pour les émissions de procédé associées à d'autres matières (production de fer ou d'acier, transformation des métaux ferreux) (*)

Matière entrante ou sortante	Teneur en carbone (t C/t)	Facteur d'émission (t CO ₂ /t)
Fer de réduction directe	0,0191	0,07
Électrodes de carbone pour four à arc électrique	0,8188	3,00
Carbone de charge pour four à arc électrique	0,8297	3,04
Fer aggloméré à chaud	0,0191	0,07
Gaz de convertisseur à l'oxygène	0,3493	1,28
Coke de pétrole	0,8706	3,19
Fontes brutes	0,0409	0,15
Fer / ferraille	0,0409	0,15
Acier / ferraille d'acier	0,0109	0,04

Potentiels de réchauffement planétaire des gaz à effet de serre autres que le CO₂

Tableau 6

Potentiels de réchauffement planétaire

Gaz	Potentiel de réchauffement planétaire
N ₂ O	265 t équivalent CO ₂ /t N ₂ O
CF ₄	6 630 t équivalent CO ₂ /t CF ₄
C ₂ F ₆	11 100 t équivalent CO ₂ /t C ₂ F ₆

(*) Lignes directrices 2006 du GIEC concernant les inventaires nationaux de gaz à effet de serre.

ANNEXE III

Règles pour l'attribution d'émissions à des marchandises

A. PRINCIPES POUR ATTRIBUER DES DONNÉES À DES PROCÉDÉS DE PRODUCTION

A.1. **Attribution si les données sont disponibles**

Les méthodes de surveillance des données pour chaque procédé de production sont définies dans le plan de surveillance conformément à l'annexe II. Elles sont régulièrement examinées dans le but d'améliorer la qualité des données, dans la mesure du possible, conformément au point A de la présente annexe.

Lorsque les résultats des mesures sont obtenus au moyen de plusieurs instruments de mesure de qualité variable et que la somme des données au niveau des procédés de production diffère des données déterminées par ailleurs pour l'installation, un «facteur de rapprochement» uniforme est appliqué à des fins de correction uniforme pour atteindre le chiffre total de l'installation, comme suit:

$$RecF = D_{Inst} / \sum D_{PP} \quad (\text{Équation 41})$$

où:

$RecF$ représente le facteur de rapprochement;

D_{Inst} représente la valeur des données déterminée pour l'installation dans son ensemble; et

D_{PP} représente les valeurs des données pour les différents procédés de production.

Les données correspondant à chaque procédé de production sont ensuite corrigées comme suit, $D_{PP,corr}$ représentant la valeur corrigée D_{PP} :

$$D_{PP,corr} = D_{PP} \times RecF \quad (\text{Équation 42})$$

Lorsque les données d'un ensemble de données spécifique ne sont pas disponibles pour chaque procédé de production, les intrants, les extrants et les émissions s'y rapportant sont attribués sur la base des règles énoncées au point A.2.

A.2. **Attribution en cas d'absence de données ou en cas de procédés multifonctionnels.**

En cas d'absence de données visées au point A.1 ou dans le cas de procédés multifonctionnels, l'attribution sera fondée sur une relation physique sous-jacente pertinente, faisant référence au cloisonnement des flux entrants et sortants d'un procédé ou d'une installation multifonctionnel qui est conforme à une relation physique pertinente et quantifiable entre les intrants du procédé et les extrants du coproduit.

À l'exception des règles indiquées aux points A.2.1, A.2.2 et A.2.3 de la présente annexe, les intrants, les extrants et les émissions s'y rapportant sont attribués sur la base de l'unité fonctionnelle des marchandises individuelles produites.

La même règle d'attribution sera utilisée pour attribuer aux marchandises tant les émissions que les émissions captées et stockées.

Dans le cas où un procédé de production nécessite l'application de règles d'attribution différentes, celles-ci doivent être appliquées dans l'ordre suivant:

- 1) attribution des émissions aux marchandises;
- 2) attribution des émissions aux gaz résiduels;
- 3) attribution de l'unité fonctionnelle ou attribution des proportions molaires, selon le cas.

A.2.1. Produits chimiques et engrais

Si une substance chimique relevant des catégories agrégées de marchandises «produits chimiques» ou «engrais» est produite en tant que coproduit d'un procédé multifonctionnel, l'attribution entre les substances chimiques est fondée sur la proportion molaire.

Les émissions du procédé de production sont attribuées à l'hydrogène sur la base des proportions molaires au moyen de l'équation suivante:

$$Em_i = Em_{total} \left(\frac{\frac{m_{i,prod}}{M_i}}{\sum_i^n \frac{m_{i,prod}}{M_i}} \right) \quad (\text{Équation 43})$$

où:

Em_i représente les émissions directes ou les émissions indirectes attribuées à chaque coproduit i produit au cours de la période de déclaration, exprimées en tonnes de CO_2 ;

Em_{total} représente les émissions directes ou les émissions indirectes issues de l'ensemble du procédé de production au cours de la période de déclaration, exprimées en tonnes de CO_2 ;

$m_{i,prod}$ représente la masse de chaque coproduit i produit dans l'installation au cours de la période de déclaration, exprimée en tonnes;

M_i représente la masse molaire de chaque coproduit i .

Si la masse molaire de l'un des coproduits n'est pas connue, les émissions seront attribuées sur la base de la masse des coproduits.

A.2.2. Flux thermiques et cogénération

Chaleur mesurable provenant de procédés autres que la combustion ou l'oxydation partielle de combustibles

Aucune émission de CO_2 n'est attribuée à la chaleur mesurable produite à partir de procédés chimiques exothermiques autres que la combustion et l'oxydation partielle de combustibles, tels que la production d'ammoniac ou d'acide nitrique.

Chaleur mesurable produite dans l'installation par une méthode autre que la cogénération

Pour la chaleur mesurable produite par la combustion de combustibles dans l'installation, à l'exception de la chaleur produite par cogénération, le facteur d'émission de la combinaison de combustibles concernée est déterminé et les émissions imputables au procédé de production sont calculées, comme suit:

$$Em_{Heat} = EF_{mix} \times Q_{consumed} / \eta \quad (\text{Équation 44})$$

où:

Em_{Heat} représente les émissions du procédé de production liées à la production de chaleur, exprimées en t CO_2 ;

EF_{mix} représente le facteur d'émission de la combinaison de combustibles correspondante, exprimé t CO_2/TJ , y compris les émissions résultant de l'épuration des gaz de combustion, le cas échéant;

$Q_{consumed}$ représente la quantité de chaleur mesurable consommée lors du procédé de production, exprimée en TJ; et

η représente le rendement du procédé de production de chaleur.

EF_{mix} est calculé en appliquant la formule suivante:

$$EF_{mix} = (\sum AD_i \times NCV_i \times EF_i + Em_{FGC}) / (\sum AD_i \times NCV_i) \quad (\text{Équation 45})$$

où:

AD_i représente les données d'activité annuelles (c.-à-d. les quantités consommées) des combustibles i utilisés pour la production de chaleur mesurable, en tonnes ou en Nm^3 ;

NCV_i représente les pouvoirs calorifiques inférieurs (PCI) des combustibles i exprimés en TJ/t ou en TJ/ Nm^3 ;

EF_i représente les facteurs d'émission des combustibles i exprimés en t CO_2 /TJ; et

Em_{FGC} représente les émissions de procédé résultant de l'épuration des gaz de combustion, exprimées en t CO_2 .

Chaleur mesurable produite dans l'installation par cogénération

Lorsque de la chaleur mesurable et de l'électricité sont produites par cogénération (à savoir par production combinée de chaleur et d'électricité), les émissions concernées imputables à la chaleur mesurable et à l'électricité sont déterminées conformément au présent point. Les règles relatives à l'électricité s'appliquent également à la production d'énergie mécanique, le cas échéant.

Les émissions d'une unité de cogénération sont déterminées comme suit:

$$Em_{CHP} = \sum_i AD_i \times NCV_i \times EF_i + Em_{FGC} \quad (\text{Équation 46})$$

où:

Em_{CHP} représente les émissions de l'unité de cogénération au cours de la période de déclaration exprimées en t CO_2 ;

AD_i représente les données d'activité annuelles (c.-à-d. les quantités consommées) des combustibles i utilisés pour l'unité de cogénération, en tonnes ou en Nm^3 ;

NCV_i représente les pouvoirs calorifiques inférieurs (PCI) des combustibles i exprimés en TJ/t ou en TJ/ Nm^3 ;

EF_i représente les facteurs d'émission des combustibles i exprimés en t CO_2 /TJ; et

Em_{FGC} représente les émissions de procédé résultant de l'épuration des gaz de combustion, exprimées en t CO_2 .

L'apport énergétique à l'unité de cogénération est calculé à l'aide de l'équation 33. Les rendements moyens respectifs au cours de la période de déclaration de la production de chaleur et de la production d'électricité (ou d'énergie mécanique, le cas échéant) sont calculés comme suit:

$$\eta_{heat} = \frac{Q_{net}}{E_{In}} \quad (\text{Équation 47})$$

$$\eta_{el} = \frac{E_{El}}{E_{In}} \quad (\text{Équation 48})$$

où:

η_{heat} représente le rendement moyen de la production de chaleur au cours de la période de déclaration (adimensionnel);

Q_{net} représente la quantité nette de chaleur produite au cours de la période de déclaration par l'unité de cogénération, exprimée en TJ et telle que déterminée conformément au point C.1.2;

E_{In} représente l'apport énergétique des combustibles exprimé en TJ;

η_{el} représente le rendement moyen de la production d'électricité au cours de la période de déclaration (adimensionnel); et

E_{el} représente la production nette d'électricité de l'unité de cogénération au cours de la période de déclaration, exprimée en TJ.

Lorsque la détermination des rendements η_{heat} et η_{el} n'est pas techniquement réalisable ou risque d'entraîner des coûts excessifs, il est fait appel aux valeurs fondées sur la documentation technique (valeurs de conception) de l'installation. En l'absence de telles valeurs, les valeurs standard prudentes $\eta_{heat} = 0,55$ et $\eta_{el} = 0,25$ sont utilisées.

Les facteurs d'attribution de la chaleur et de l'électricité issues de la cogénération sont calculés comme suit:

$$F_{CHP,heat} = \frac{\frac{\eta_{heat}}{\eta_{ref,heat}}}{\frac{\eta_{heat}}{\eta_{ref,heat}} + \frac{\eta_{el}}{\eta_{ref,el}}} \quad (\text{Équation 49})$$

$$F_{CHP,el} = \frac{\frac{\eta_{el}}{\eta_{ref,el}}}{\frac{\eta_{heat}}{\eta_{ref,heat}} + \frac{\eta_{el}}{\eta_{ref,el}}} \quad (\text{Équation 50})$$

où:

$F_{CHP,Heat}$ représente le facteur d'attribution de la chaleur (adimensionnel);

$F_{CHP,El}$ représente le facteur d'attribution de l'électricité (ou de l'énergie mécanique, le cas échéant) (adimensionnel);

$\eta_{ref, heat}$ représente le rendement de référence de la production de chaleur dans une chaudière autonome (adimensionnel); et

$\eta_{ref,el}$ représente le rendement de référence de la production d'électricité hors cogénération (adimensionnel).

Les rendements de référence par combustible appropriés figurent au point G de l'annexe II.

Le facteur d'émission spécifique de la chaleur mesurable produite par cogénération qui doit être utilisé pour attribuer les émissions liées à la production de chaleur aux procédés de production est calculé comme suit:

$$EF_{CHP,Heat} = Em_{CHP} \times F_{CHP,Heat}/Q_{net} \quad (\text{Équation 51})$$

où:

$EF_{CHP, heat}$ représente le facteur d'émission de la production de chaleur mesurable dans l'unité de cogénération, exprimé en t CO₂/TJ; et

Q_{net} représente la chaleur nette produite par l'unité de cogénération exprimée en TJ.

Les émissions de chaleur produites par cogénération imputables au procédé de production sont calculées comme suit:

$$Em_{Heat} = EF_{CHP, heat} \times Q_{consumed}$$

où:

$Q_{consumed}$ représente la quantité de chaleur mesurable consommée lors du procédé de production, exprimée en TJ.

Le facteur d'émission spécifique de l'électricité produite par cogénération qui doit être utilisé pour attribuer les émissions indirectes aux procédés de production est calculé comme suit:

$$EF_{CHP,El} = Em_{CHP} \times F_{CHP,El}/E_{El,prod} \quad (\text{Équation 52})$$

où:

$E_{El,prod}$ représente l'électricité produite par l'unité de cogénération.

Lorsqu'un gaz résiduaire fait partie de la combinaison de combustibles utilisée, et lorsque le facteur d'émission du gaz résiduaire est supérieur au facteur d'émission standard du gaz naturel fourni au tableau 1 du point G de l'annexe II, ce facteur d'émission standard est utilisé pour calculer EF_{mix} au lieu du facteur d'émission du gaz résiduaire.

Chaleur mesurable produite en dehors de l'installation

Lorsqu'un procédé de production consomme de la chaleur mesurable produite en dehors de l'installation, les émissions liées à la chaleur doivent être incluses indépendamment du fait que la chaleur résulte ou non du procédé de production d'une marchandise énumérée à l'annexe I du règlement (UE) 2023/956. Dans ce cas, les émissions liées à la chaleur sont déterminées à l'aide de l'une des méthodes suivantes.

- 1) Lorsque l'installation qui produit la chaleur procède à la surveillance des émissions conformément au présent règlement et vérifie les sources d'émission et les quantités de chaleur mesurable exportées conformément au règlement délégué (UE) 2025/2551, le facteur d'émission de la chaleur mesurable est déterminé au moyen des équations pertinentes des points précédents, sur la base des données d'émission fournies par l'exploitant de l'installation qui produit la chaleur mesurable.
- 2) Lorsque la méthode visée au point 1 n'est pas disponible, une valeur standard est utilisée, sur la base du facteur d'émission standard du combustible le plus couramment utilisé dans le secteur industriel du pays, en partant de l'hypothèse d'un rendement de la chaudière de 90 %.

Règles complémentaires pour l'attribution des émissions résultant de chaleur mesurable

Lorsque des pertes de chaleur mesurable sont déterminées séparément des quantités utilisées dans les procédés de production, les émissions liées à ces pertes de chaleur sont ajoutées proportionnellement aux émissions de tous les procédés de production utilisant de la chaleur mesurable produite dans l'installation, afin de garantir que 100 % de la quantité nette de chaleur mesurable produite dans l'installation, ou importée ou exportée par l'installation, ainsi que des quantités transférées entre procédés de production, sont attribués à des procédés de production, sans omission ni double comptage.

A.2.3. Gaz résiduaires

Si des gaz résiduaires provenant d'un autre procédé de production sont consommés dans le procédé de production de la marchandise, les émissions sont attribuées sur la base de l'équation 53.

$$WG_{corr,imp} = V_{WG} \times NCV_{WG} \times EF_{NG} \quad (\text{Équation 53})$$

où:

V_{WG} représente le volume des gaz résiduaires importés;

NCV_{WG} représente le pouvoir calorifique inférieur (PCI) des gaz résiduaires importés; et

EF_{NG} représente le facteur d'émission standard du gaz naturel indiqué au point G de l'annexe II.

Si les gaz résiduaires du procédé de production de la marchandise sont consommés dans un procédé de production différent, les émissions sont attribuées conformément à l'équation 54, si l'exploitant de l'installation peut fournir des éléments de preuves suffisants aux fins de la vérification.

$$WG_{corr,exp} = V_{WG,exp} \times NCV_{WG} \times EF_{NG} \times Corr_{\eta} \quad (\text{Équation 54})$$

où:

$V_{WG,exported}$ représente le volume de gaz résiduaires exportés depuis le procédé de production;

NCV_{WG} représente le pouvoir calorifique inférieur (PCI) des gaz résiduaires;

EF_{NG} représente le facteur d'émission standard du gaz naturel indiqué au point G de l'annexe II; et

$Corr_{\eta}$ représente le facteur qui rend compte de la différence de rendement entre l'utilisation de gaz résiduaire et l'utilisation de gaz naturel, qui est le combustible de référence. La valeur standard est $Corr_{\eta} = 0,667$.

A.3. Méthodes de calcul

Aux fins de l'attribution des émissions de l'installation à des marchandises, les émissions, intrants et extrants sont attribués à des procédés de production définis conformément au point A.4 en utilisant l'équation 55 pour les émissions directes et l'équation 56 pour les émissions indirectes, en utilisant des chiffres totaux sur toute la période de déclaration pour les paramètres donnés dans l'équation. Les émissions directes et indirectes attribuées sont ensuite converties en émissions intrinsèques directes et indirectes spécifiques des marchandises résultant du procédé de production en utilisant les équations 57 et 58.

$$AttrEm_{Dir} = DirEm^* + Em_{H,imp} - Em_{H,exp} + WG_{corr,imp} - WG_{corr,exp} - Em_{el,prod} \quad (\text{Équation 55})$$

Lorsque $AttrEm_{Dir}$ donne une valeur négative, le résultat est réputé être égal à zéro.

$$AttrEm_{indir} = Em_{el,cons} \quad (\text{Équation 56})$$

$$SEE_{g,Dir} = \frac{AttrEm_{g,Dir}}{AL_g} \quad (\text{Équation 57})$$

$$SEE_{g,Indir} = \frac{AttrEm_{g,Indir}}{AL_g} \quad (\text{Équation 58})$$

où:

$AttrEm_{Dir}$ sont les émissions directes attribuées du procédé de production sur toute la période de déclaration, exprimées en t équivalent CO₂;

$AttrEm_{indir}$ sont les émissions indirectes attribuées du procédé de production sur toute la période de déclaration, exprimées en t équivalent CO₂;

$DirEm^*$ sont les émissions directement imputables au procédé de production, déterminées pour la période de déclaration en utilisant les règles fournies au point B de l'annexe II et au point A de la présente annexe, ainsi que les règles énoncées ci-après.

Chaleur mesurable: Lorsque des combustibles sont consommés pour la production de chaleur mesurable qui est consommée en dehors du procédé de production considéré, ou qui est utilisée dans plus d'un procédé de production (ce qui comprend les situations avec des importations depuis et des exportations vers d'autres installations), les émissions des combustibles ne sont pas prises en compte dans les émissions directement imputables au procédé de production, mais ajoutées en tant que paramètre $Em_{H,import}$ afin d'éviter une double comptabilisation.

Gaz résiduaux:

Les émissions résultant de gaz résiduaux produits et entièrement consommés au sein du même procédé de production sont incluses dans $DirEm^*$.

Les émissions résultant de la combustion de gaz résiduaux exportés depuis le procédé de production sont pleinement incluses dans $DirEm^*$, indépendamment du lieu où elles sont rejetées. Toutefois, pour les exportations de gaz résiduaux, le terme $WG_{corr,export}$ est calculé.

Les émissions résultant de la combustion de gaz résiduaux importés depuis d'autres procédés de production ne sont pas prises en compte dans $DirEm^*$. À la place, le terme $WG_{corr,import}$ est calculé;

$Em_{H,imp}$ sont les émissions équivalentes à la quantité de chaleur mesurable importée dans le procédé de production, déterminées pour la période de déclaration en utilisant les règles énoncées au point A.2 de la présente annexe, ainsi que les règles énoncées ci-après.

Les émissions liées à la chaleur mesurable importée dans le procédé de production comprennent les importations depuis d'autres installations, d'autres procédés de production au sein de la même installation, ainsi que la chaleur reçue d'une unité technique (une centrale électrique dans l'installation, un réseau de vapeur plus complexe avec plusieurs unités de production de chaleur, par exemple) qui fournit de la chaleur à plus d'un procédé de production.

Les émissions résultant de chaleur mesurable sont calculées à l'aide de la formule suivante:

$$Em_{H,imp} = Q_{imp} \times EF_{heat} \quad (\text{Équation 52})$$

où:

EF_{heat} représente le facteur d'émission de la production de chaleur mesurable déterminé conformément au point A.2 de la présente annexe, exprimé en t CO₂/TJ; et

Q_{imp} représente la chaleur nette importée et consommée dans le procédé de production, exprimée en TJ;

$Em_{H,exp}$ sont les émissions équivalentes à la quantité de chaleur mesurable exportée depuis le procédé de production, déterminées pour la période de déclaration en utilisant les règles fournies au point A.2 de la présente annexe. Pour la chaleur exportée, sont utilisés soit les émissions de la combinaison de combustibles réellement connue conformément au point A.2 de la présente annexe, soit (lorsque la combinaison de combustibles est inconnue) le facteur d'émission standard du combustible le plus couramment utilisé dans le pays et le secteur industriel, en partant de l'hypothèse d'un rendement de la chaudière de 90 %.

La chaleur valorisée à partir de procédés électriques et de la production d'acide nitrique n'est pas comptabilisée;

$WG_{corr,imp}$ représente les émissions directes attribuées d'un procédé de production consommant des gaz résiduaux importés d'autres procédés de production, corrigées pour la période de déclaration;

$WG_{corr,exp}$ représente les émissions équivalentes à la quantité de gaz résiduaux exportés depuis le procédé de production, déterminées pour la période de déclaration;

$Em_{el,prod}$ représente les émissions équivalentes à la quantité d'électricité produite dans les limites du procédé de production, déterminées pour la période de déclaration en utilisant les règles fournies au point D de l'annexe II;

$Em_{el,cons}$ représente les émissions équivalentes à la quantité d'électricité consommée dans les limites du procédé de production, déterminées pour la période de déclaration en utilisant les règles fournies au point D de l'annexe II;

$SEE_{g,Dir}$ représente les émissions intrinsèques directes spécifiques des marchandises g exprimées en t équivalent CO₂ par unité fonctionnelle, valables pour la période de déclaration;

$SEE_{g,Indir}$ représente les émissions intrinsèques indirectes spécifiques des marchandises g exprimées en t équivalent CO₂ par unité fonctionnelle, valables pour la période de déclaration;

AL_g représente le niveau d'activité des marchandises g, à savoir la quantité de marchandises g produite au cours de la période de déclaration dans cette installation, déterminée conformément au point F de l'annexe II, exprimée en unités fonctionnelles.

B. CALCUL DES ÉMISSIONS INTRINSÈQUES SPÉCIFIQUES DES MARCHANDISES COMPLEXES

Conformément à l'annexe IV du règlement (UE) 2023/956, les émissions intrinsèques spécifiques SEE_g des marchandises complexes g sont calculées comme suit:

$$SEE_g = \frac{AttrEm_g + EE_{ImpMat}}{AL_g} \quad (\text{Équation 59})$$

$$EE_{ImpMat} = \sum_{i=1}^n M_i \times SEE_i \quad (\text{Équation 60})$$

où:

SEE_g représente les émissions intrinsèques directes ou indirectes spécifiques de marchandises (complexes) g exprimées en t équivalent CO₂ par unité fonctionnelle;

$AttrEm_g$ représente les émissions directes ou indirectes attribuées du procédé de production produisant les marchandises g déterminées conformément au point A.3 de la présente annexe pour la période de déclaration, exprimées en t équivalent CO₂;

AL_g représente le niveau d'activité du procédé de production produisant les marchandises g pour la période de déclaration déterminé conformément au point F de l'annexe II, exprimé en unités fonctionnelles;

EE_{ImpMat} représente les émissions intrinsèques directes ou les émissions indirectes de l'ensemble des précurseurs consommés au cours de la période de déclaration, exprimées en tonnes équivalent CO_2 ;

M_i représente la masse du précurseur i utilisé dans le procédé de production produisant les marchandises g au cours de la période de déclaration, exprimées en unités fonctionnelles de précurseur i ; et

SEE_i représente les émissions intrinsèques directes ou indirectes spécifiques du précurseur i exprimées en t équivalent CO_2 par unité fonctionnelle de précurseur i .

Dans ce calcul, seuls les précurseurs non couverts par le même procédé de production des marchandises g sont pris en compte. Lorsque le même précurseur est obtenu à partir de différents procédés de production, le précurseur de chaque installation est traité séparément.

Si un précurseur i provient de l'Union ou de l'un des pays ou territoires exemptés en vertu de l'annexe III, point 1, du règlement (UE) 2023/956, les émissions intrinsèques directes ou indirectes spécifiques de ce précurseur sont comptabilisées à zéro.

Lorsqu'un précurseur i est lui-même issu de précurseurs, ces derniers sont d'abord pris en compte à l'aide de la même méthode de calcul afin de calculer les émissions intrinsèques du précurseur i avant leur utilisation pour calculer les émissions intrinsèques des marchandises g . Cette méthode est appliquée de manière récursive à tous les précurseurs qui sont des marchandises complexes.

Le paramètre M_i représente la masse totale de précurseur requise pour produire la quantité AL_g . Il inclut également les quantités du précurseur qui ne finissent pas dans les marchandises complexes mais qui peuvent être renversées, coupées, brûlées ou encore chimiquement modifiées dans le procédé de production et qui quittent le processus en tant que sous-produits, ferraille, résidus, déchets ou émissions.

Afin de fournir des données pouvant être utilisées indépendamment des niveaux d'activité, la consommation de masse spécifique m_i pour chaque précurseur i est déterminée et incluse dans la communication conformément à l'annexe IV:

$$m_i = M_i / AL_g \quad (\text{Équation 61})$$

Les émissions intrinsèques spécifiques des marchandises complexes g peuvent ainsi être exprimées comme suit:

$$SEE_g = ae_g + \sum_{i=1}^n (m_i \times SEE_i) \quad (\text{Équation 62})$$

où:

ae_g représente les émissions directes ou indirectes attribuées du procédé de production des marchandises g , exprimées en t équivalent CO_2 par tonne de g , équivalentes aux émissions intrinsèques spécifiques moins les émissions intrinsèques des précurseurs:

$$ae_g = AttrEm_g / AL_g \quad (\text{Équation 63})$$

m_i représente la consommation de masse spécifique du précurseur i utilisée dans le procédé de production produisant une unité fonctionnelle de marchandises g , exprimée en unité fonctionnelle de précurseur i par unité fonctionnelle de marchandises g (c.-à-d. adimensionnelle); et

SEE_i représente les émissions intrinsèques directes ou indirectes spécifiques du précurseur i exprimées en t équivalent CO_2 par unité fonctionnelle de précurseur i .

Pour les marchandises dont les unités fonctionnelles correspondent à la teneur en clinker exprimée en tonnes et qui sont commercialisées dans différentes fourchettes de composition, l'exploitant calcule les émissions intrinsèques spécifiques des marchandises en fonction du clinker contenu dans les marchandises exprimé sous la forme d'une moyenne pour chaque fourchette de composition, en appliquant l'équation 64.

$$SEE_{g(ck_i)} = SEE_g \times CK_i \quad (\text{Équation 64})$$

où:

$SEE_{g(ck_i)}$ représente les émissions intrinsèques spécifiques du produit ayant une teneur en clinker CK_i ;

SEE_g représente les émissions intrinsèques spécifiques calculées dans l'équation 59 ou 62;

CK_i représente la teneur moyenne en clinker des marchandises dans la limite de la fourchette de composition, exprimée en tonnes de clinker par tonnes de marchandises.

Pour les marchandises dont les unités fonctionnelles correspondent à la teneur en azote exprimée en kilogrammes et qui sont commercialisées dans différentes fourchettes de composition, l'exploitant calcule les émissions intrinsèques spécifiques des marchandises en fonction de l'azote contenu dans les marchandises exprimé sous la forme d'une moyenne pour chaque fourchette de composition, en appliquant l'équation 65.

$$SEE_{g(Ni)} = SEE_g \times Ni \quad (\text{Équation 65})$$

où:

$SEE_{g(Ni)}$ représente les émissions intrinsèques spécifiques du produit ayant une teneur en azote Ni ;

SEE_g représente les émissions intrinsèques spécifiques calculées dans l'équation 59 ou 62;

Ni représente la teneur moyenne en azote des marchandises dans la limite de la fourchette de composition, exprimée en tonnes d'azote par tonnes de marchandises.

Pour les marchandises dont les unités fonctionnelles correspondent à la teneur en azote exprimée en unités supplémentaires de kg d'azote et qui sont commercialisées dans différentes fourchettes de composition, l'exploitant calcule les émissions intrinsèques spécifiques des marchandises en fonction de l'azote contenu dans les marchandises exprimé sous la forme d'une moyenne pour chaque fourchette de composition, en appliquant l'équation 66.

$$SEE_{g(Ni)} = SEE_g \times Ni \quad (\text{Équation 66})$$

où:

$SEE_{g(Ni)}$ représente les émissions intrinsèques spécifiques du produit ayant une teneur en azote Ni ;

SEE_g représente les émissions intrinsèques spécifiques calculées dans l'équation 59 ou 62;

Ni représente la teneur moyenne en azote des marchandises dans la limite de la fourchette de composition, exprimée en kilogrammes d'azote par tonnes de marchandises.

Les fourchettes de composition pour la teneur en azote et en nitrogène ne dépassent pas 10 %.

Pour les marchandises dont les unités fonctionnelles correspondent à la teneur en clinker exprimée en tonnes, à la teneur en azote exprimée en kilogrammes ou à la teneur en azote exprimée en unités supplémentaires de kg d'azote et qui sont commercialisées dans des compositions sur mesure à la demande du client, l'exploitant de l'installation délivre une déclaration de teneur en clinker ou en azote pour chaque lot, accompagnée du calcul des émissions intrinsèques spécifiques conformément aux équations correspondantes 64, 65 ou 66, dans lesquelles les valeurs CK_i et Ni correspondent à la teneur en clinker ou en azote propre au lot.

C. VALEURS HARMONISÉES DE RENDEMENT DE RÉFÉRENCE POUR LA PRODUCTION SÉPARÉE D'ÉLECTRICITÉ ET DE CHALEUR

Dans les tableaux ci-dessous, les valeurs harmonisées de rendement de référence pour la production séparée d'électricité et de chaleur sont fondées sur le pouvoir calorifique inférieur et les conditions normalisées ISO (température ambiante de 15 °C, pression de 1,013 bar, humidité relative de 60 %).

Tableau 1

Facteurs de rendement de référence pour la production d'électricité

Catégorie		Type de carburant	Année de construction		
			Avant 2012	2012-2015	À partir de 2016
Matières sèches	S1	Houille, y compris l'antracite, le charbon bitumeux, le charbon sous-bitumineux, le coke, semi-coke et coke de pétrole	44,2	44,2	44,2
	S2	Lignite, briquettes de lignite, schiste bitumineux	41,8	41,8	41,8
	S3	Tourbe, briquettes de tourbe	39,0	39,0	39,0
	S4	Biomasse sèche, dont bois et autre biomasse solide y compris les granulés et briquettes de bois, les copeaux séchés, déchets de bois propres et secs, coques de noix et noyaux d'olives et autres	33,0	33,0	37,0
	S5	Autre biomasse solide y compris tous les bois non repris sous S4 et la liqueur noire et brune	25,0	25,0	30,0
	S6	Déchets municipaux et industriels (non renouvelables) et déchets renouvelables/biodégradables	25,0	25,0	25,0
Matières liquides	L7	Fioul lourd, gazole/diesel, autres produits pétroliers	44,2	44,2	44,2
	L8	Bioliquides, y compris le biométhane, bioéthanol, biobutanol, biodiesel et autres	44,2	44,2	44,2
	L9	Déchets liquides, y compris les déchets biodégradables et non renouvelables (y compris suif, graisse et drèches)	25,0	25,0	29,0
Matières gazeuses	G10	Gaz naturel, GPL, GNL et biométhane	52,5	52,5	53,0
	G11	Gaz de raffinerie, hydrogène et gaz de synthèse	44,2	44,2	44,2
	G12	Biogaz issu de la digestion anaérobie, des décharges et du traitement des eaux usées	42,0	42,0	42,0
	G13	Gaz de cokerie, gaz de haut-fourneau, gaz de mine, et autres gaz récupérés (à l'exclusion des gaz de raffinerie)	35,0	35,0	35,0
Autres	O14	Chaleur perdue (y compris gaz d'échappement issus de procédés haute température, produit d'une réaction chimique exothermique)			30,0

Tableau 2

Facteurs de rendement de référence pour la production de chaleur

Catégorie	Type de carburant	Année de construction						
		Avant 2016			À partir de 2016			
		Eau chaude	Vapeur ⁽¹⁾	Utilisation directe de gaz d'échappement ⁽²⁾	Eau chaude	Vapeur ⁽¹⁾	Utilisation directe de gaz d'échappement ⁽²⁾	
Matières sèches	S1	Houille, y compris l'antracite, le charbon bitumeux, le charbon sous-bitumineux, le coke, semi-coke et coke de pétrole	88	83	80	88	83	80
	S2	Lignite, briquettes de lignite, schiste bitumineux	86	81	78	86	81	78
	S3	Tourbe, briquettes de tourbe	86	81	78	86	81	78
	S4	Biomasse sèche, dont bois et autre biomasse solide y compris les granulés et briquettes de bois, les copeaux séchés, déchets de bois propres et secs, coques de noix et noyaux d'olives et autres	86	81	78	86	81	78
	S5	Autre biomasse solide y compris tous les bois non repris sous S4 et la liqueur noire et brune	80	75	72	80	75	72
	S6	Déchets municipaux et industriels (non renouvelables) et déchets renouvelables/biodégradables	80	75	72	80	75	72

Catégorie	Type de carburant	Année de construction						
		Avant 2016			À partir de 2016			
		Eau chaude	Vapeur (°)	Utilisation directe de gaz d'échappement (°)	Eau chaude	Vapeur (°)	Utilisation directe de gaz d'échappement (°)	
Liquides	L7	Fioul lourd, gazole/diesel, autres produits pétroliers	89	84	81	85	80	77
	L8	Bioliquides, y compris le biométhanol, bioéthanol, biobutanol, biodiesel et autres	89	84	81	85	80	77
	L9	Déchets liquides, y compris les déchets biodégradables et non renouvelables (y compris suif, graisse et drêches)	80	75	72	75	70	67
Matières gazeuses	G10	Gaz naturel, GPL, GNL et biométhane	90	85	82	92	87	84
	G11	Gaz de raffinerie, hydrogène et gaz de synthèse	89	84	81	90	85	82
	G12	Biogaz issu de la digestion anaérobie, des décharges et du traitement des eaux usées	70	65	62	80	75	72
	G13	Gaz de cokerie, gaz de haut-fourneau, gaz de mine, et autres gaz récupérés (à l'exclusion des gaz de raffinerie)	80	75	72	80	75	72

Catégorie		Type de carburant	Année de construction					
			Avant 2016			À partir de 2016		
			Eau chaude	Vapeur ⁽¹⁾	Utilisation directe de gaz d'échappement ⁽²⁾	Eau chaude	Vapeur ⁽¹⁾	Utilisation directe de gaz d'échappement ⁽²⁾
Autres	O14	Chaleur perdue (y compris gaz d'échappement issus de procédés haute température, produit d'une réaction chimique exothermique)	—	—	—	92	87	—

⁽¹⁾ Si, pour les installations de production de vapeur, le retour du condensat n'est pas pris en compte dans les calculs de rendement des installations de production de chaleur par cogénération, 5 points de pourcentage sont ajoutés aux valeurs de rendement vapeur figurant dans le tableau ci-dessous.

⁽²⁾ Les valeurs relatives à l'utilisation directe des gaz de combustion sont utilisées si la température est égale ou supérieure à 250 °C.

ANNEXE IV

Modèle de déclaration d'émissions de l'exploitant

1. APERÇU DE LA DÉCLARATION D'ÉMISSIONS DE L'EXPLOITANT
 - 1.1. **Modèle contenant les éléments minimaux devant figurer dans la déclaration d'émissions de l'exploitant par rapport au résumé de la déclaration d'émissions**
 1. Identification de l'exploitant et de l'installation:
 - a) nom de l'exploitant;
 - b) numéro d'enregistrement de société ou d'activité de l'exploitant;
 - c) adresse complète en anglais;
 - d) installation faisant l'objet de la vérification, identifiée par les données suivantes:
 - dénomination de l'installation,
 - identifiant unique de l'installation dans le registre MACF,
 - code applicable des Nations unies pour les lieux utilisés pour le commerce et les transports (Locode/ONU) du lieu,
 - adresse complète retranscrite en anglais,
 - et coordonnées géographiques de la principale source d'émissions l'installation.
 2. Résumé du plan de surveillance de l'installation, contenant au moins les informations suivantes:
 - a) une liste de tous les procédés de production et modes de production MACF mis en œuvre dans l'installation;
 - b) une liste des procédés de production non couverts par le MACF mis en œuvre dans l'installation;
 - c) une liste des cinq marchandises les plus importantes (en masse) produites, par procédé de production, identifiées par code NC;
 - d) une liste des cinq combustibles les plus importants (par valeur énergétique fournie) utilisés dans l'installation;
 - e) une liste des cinq matériaux les plus importants (par émissions) utilisés dans l'installation entraînant des émissions de procédé;
 - f) si la mesure continue des émissions est utilisée dans l'installation, les gaz à effet de serre concernés et les cinq sources d'émission les plus importantes auxquelles elle est appliquée;
 - g) si des carburants dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro sont utilisés et la manière dont l'exploitant démontre que le facteur d'émission égal à zéro des carburants est applicable;
 - h) si de la chaleur mesurable est importée d'autres installations ou exportée vers d'autres installations, et une identification de ces installations.
 3. Pour les émissions indirectes, si l'électricité est consommée à partir de différentes sources et en quelles quantités elle est consommée. Si les sources comprennent d'autres installations, le nom et le pays d'origine des fournisseurs.
 4. Pour les émissions indirectes, lorsque de l'électricité est produite à l'intérieur de l'installation, si l'électricité est:
 - a) produite par cogénération;
 - b) générée par production séparée;
 - c) produite à partir de sources fossiles ou renouvelables;
 - d) exportée hors des limites du système d'un procédé de production.

5. Si des gaz résiduels sont produits et utilisés dans l'installation, importés d'autres installations ou exportés vers d'autres installations, et une identification de ces installations.
6. En cas d'application du transfert de CO₂, l'identité et les coordonnées d'une personne responsable des installations réceptrices ou des infrastructures de transport ou des entités vers lesquelles il est transféré.
7. Les émissions directes totales de l'installation au cours de la période de déclaration.
8. Le cas échéant, pour les nouvelles installations, la période (en mois) utilisée pour la surveillance des émissions.
9. Lorsqu'une installation produit des marchandises énumérées à l'annexe I du règlement (UE) 2023/956 et non énumérées à l'annexe II dudit règlement, la quantité totale d'électricité consommée dans l'installation.
10. Lorsqu'une installation produit des marchandises énumérées à l'annexe I du règlement (UE) 2023/956 et non énumérées à l'annexe II dudit règlement, la quantité totale d'électricité consommée dans l'installation pour la production de ces marchandises.
11. Lorsqu'une installation produit des marchandises énumérées à l'annexe I du règlement (UE) 2023/956 et non énumérées à l'annexe II dudit règlement, l'identification des installations à partir desquelles l'électricité est obtenue.
12. Le cas échéant, si l'installation consomme de l'électricité provenant de différentes sources, la quantité d'électricité consommée par source, le pays d'origine de l'électricité par source, le facteur d'émission par source et le facteur d'émission calculé aux fins de la détermination des émissions intrinsèques indirectes conformément à l'article 9.
13. Le total des marchandises produites dans l'installation et par procédé de production, ainsi que la quantité produite.
14. Le cas échéant, les marchandises non couvertes par le MACF produites par procédé de production et la quantité produite.
15. Pour chacune des marchandises:
 - a) les émissions intrinsèques directes spécifiques de chacune des marchandises, exprimées en tonnes de CO₂ par unité fonctionnelle;
 - b) les émissions intrinsèques directes spécifiques de chacune des compositions de marchandises, le cas échéant;
 - c) des informations relatives à la qualité des données et aux méthodes utilisées, en particulier lorsque les émissions intrinsèques ont été entièrement déterminées sur la base de la surveillance, ou lorsque l'une des valeurs par défaut mises à disposition conformément à l'annexe IV du règlement (UE) 2023/956 a été utilisée;
 - d) la part des émissions intrinsèques pour lesquelles des valeurs par défaut ont été utilisées;
 - e) pour les marchandises non reprises à l'annexe II du règlement (UE) 2023/956:
 - la part des émissions indirectes déterminée sur la base des valeurs réelles conformément à l'article 9 du présent règlement,
 - la part des émissions indirectes déterminée sur la base de valeurs par défaut conformément à l'article 9 du présent règlement,
 - pour la part des émissions indirectes déterminée sur la base des valeurs réelles, la confirmation que les critères d'utilisation des valeurs réelles énoncés à l'annexe IV, point 6, du règlement (UE) 2023/956 sont respectés et la confirmation que les éléments de preuve connexes énoncés à l'annexe II, point D.4.3, ont été soumis au vérificateur,
 - les émissions indirectes spécifiques calculées conformément à l'article 9 du présent règlement pour chaque marchandise produite;

- f) pour l'électricité importée sur le territoire douanier de l'Union:
- la confirmation, le cas échéant, que le critère d'utilisation des valeurs réelles énoncé à l'annexe IV, point 5 b), du règlement (UE) 2023/956, relatif à la connexion directe entre l'installation produisant de l'électricité et le réseau de transport de l'Union, est rempli, et la confirmation que les éléments de preuve connexes énoncés à l'annexe II, point D.2.4, ont été soumis au vérificateur,
 - la confirmation que le critère d'utilisation des valeurs réelles énoncé à l'annexe IV, point 5 c), du règlement (UE) 2023/956 est respecté et la confirmation que les éléments de preuve connexes énoncés à l'annexe II, point D.2.4, ont été soumis au vérificateur,
 - une indication que les addenda spécifiques à la déclaration concernés contenant les éléments visés au point 1.1.1 de la présente annexe ont été envoyés au vérificateur,
 - le facteur d'émission de l'électricité importée déterminé sur la base des émissions réelles.
16. Le total des émissions de l'installation, y compris:
- a) les données d'activité par procédé de production et les facteurs de calcul pour chaque flux utilisé;
 - b) les émissions de chaque source d'émission surveillée en utilisant une méthode fondée sur la mesure;
 - c) les émissions déterminées par d'autres méthodes;
 - d) les quantités de CO₂ reçues d'autres installations ou exportées vers d'autres installations, aux fins du stockage géologique ou en tant que matières entrantes de produits dans lesquels du CO₂ est chimiquement lié de manière permanente;
 - e) des informations sur les lacunes dans les données et les estimations utilisées.
17. Un bilan de la chaleur mesurable, des gaz résiduels et de l'électricité importés, produits, consommés et exportés par procédé de production.
18. La quantité de chaque type de précurseur produit dans l'installation et utilisé par celle-ci, à l'exclusion des précurseurs produits dans le procédé de production conformément à l'article 4, paragraphe 9.
19. La quantité de chaque type de précurseur produit dans l'installation et utilisé dans chaque procédé de production, à l'exclusion des précurseurs produits dans le procédé de production conformément à l'article 4, paragraphe 9.
20. La quantité de chaque type de précurseur, produit en dehors de l'installation et utilisé par l'installation.
21. La quantité de chaque type de précurseur, produit en dehors de l'installation et utilisé dans chaque procédé de production.
22. Des données sur chaque type de précurseur qui a été utilisé par l'installation et pour lequel des valeurs par défaut ont été utilisées, à l'exclusion des précurseurs produits dans le procédé de production conformément à l'article 4, paragraphe 9:
- a) code NC;
 - b) dénomination du produit;
 - c) pays d'origine, s'il est connu et que le précurseur a été produit en dehors de l'installation;
 - d) valeur par défaut applicable.

23. Des données sur chaque type de précurseur qui a été utilisé par l'installation et pour lequel des valeurs réelles ont été utilisées, à l'exclusion des précurseurs produits dans le procédé de production conformément à l'article 4, paragraphe 9:
 - a) code NC;
 - b) dénomination du produit;
 - c) pays d'origine, lorsque le précurseur a été produit en dehors de l'installation;
 - d) période de déclaration, et mention précisant si elle a été déterminée sur la base de la période de déclaration par défaut ou du moment réel de la production;
 - e) émissions intrinsèques spécifiques (directes et, le cas échéant, indirectes).
24. Lorsqu'une installation qui produit des marchandises complexes reçoit d'une autre installation des précurseurs relevant d'un code NC donné, produits au cours de différentes périodes de déclaration, les émissions (directes et, le cas échéant, indirectes) intrinsèques spécifiques à utiliser pour ledit précurseur conformément à l'article 14, paragraphe 1.
25. Lorsque le procédé de production d'une marchandise complexe utilise un précurseur relevant d'un code NC donné obtenu auprès de plusieurs installations, les émissions intrinsèques spécifiques (directes et, le cas échéant, indirectes) à utiliser pour ce précurseur et une mention indiquant si ces émissions ont été déterminées au moyen de la méthode par défaut établie à l'article 14, paragraphe 2, ou en calculant les émissions intrinsèques du précurseur obtenu auprès d'une installation spécifique ou d'un sous-ensemble spécifique d'installations conformément à l'article 14, paragraphe 3.
26. Le cas échéant, la quantité d'électricité utilisée dans chaque procédé de production.
27. La quantité de précurseurs produits dans l'installation et utilisés dans chaque procédé de production, à l'exclusion des précurseurs produits dans le procédé de production, conformément à l'article 4.
28. Informations sur l'exploitant et l'installation d'origine du précurseur: nom de l'exploitant; dénomination de l'installation; identifiant unique de l'installation dans le registre MACF, le cas échéant; période de déclaration applicable.
29. Les informations relatives à la manière dont les émissions directes et indirectes attribuées de chaque procédé de production ont été calculées.
30. Le niveau d'activité et les émissions attribuées de chaque procédé de production.
31. La liste de toutes les marchandises concernées produites mesurées dans l'unité fonctionnelle pour chaque code NC, y compris les précurseurs non couverts par des procédés de production distincts de ceux des marchandises complexes conformément à l'article 4.
32. Les informations relatives au facteur d'émission de l'électricité en cas d'utilisation des valeurs réelles, le cas échéant.
33. Les informations relatives au facteur d'émission de l'électricité dans l'accord d'achat d'électricité, le cas échéant.
34. La quantité de marchandises par mode de production, comme suit:
 - a) les quantités de chaque marchandise, mesurées dans l'unité fonctionnelle pour chaque code NC;
 - b) lorsque l'unité fonctionnelle visée à l'article 4 diffère des tonnes de marchandises par code NC, les quantités de marchandises exprimées en unité fonctionnelle produites au cours de la période de déclaration par procédé de production.
35. Les valeurs des paramètres sectoriels requis pour chaque marchandise conformément au point 2 de la présente annexe.

1.1.1. *Addendum spécifique à la déclaration d'émissions de l'exploitant pour l'électricité importée sur le territoire douanier de l'Union*

L'addendum à la déclaration d'émissions de l'exploitant créé pour chaque déclarant MACF autorisé conformément à l'article 8, paragraphe 4, contient les éléments suivants:

- 1) le numéro EORI du déclarant MACF autorisé auquel l'addendum spécifique à la déclaration fait référence;
- 2) une indication que les critères d'utilisation des valeurs réelles énoncés à l'annexe IV, point 5, premier alinéa, points a) et d), du règlement (UE) 2023/956 et, le cas échéant, ceux établis à l'annexe IV, point 5, premier alinéa, point b), dudit règlement en ce qui concerne l'absence de congestion physique du réseau, sont remplis, et la confirmation que les éléments de preuve connexes énoncés à l'annexe II, point D.2.4, ont été soumis au vérificateur;
- 3) la quantité d'électricité importée par ce déclarant MACF autorisé à partir de l'installation concernée pour laquelle les critères fixés à l'annexe IV, point 5, du règlement (UE) 2023/956 sont remplis.

1.2. **Résumé de la déclaration d'émissions de l'exploitant**

Les informations suivantes contenues dans la déclaration d'émissions de l'exploitant figurent également dans le résumé de la déclaration d'émissions de l'exploitant:

- 1) Identification de l'exploitant et de l'installation:
 - a) nom de l'exploitant;
 - b) numéro d'enregistrement de société ou d'activité de l'exploitant;
 - c) adresse complète en anglais.
- 2) Installation faisant l'objet de la vérification, identifiée par les données suivantes:
 - a) dénomination de l'installation;
 - b) identifiant unique de l'installation dans le registre MACF;
 - c) code applicable des Nations unies pour les lieux utilisés pour le commerce et les transports (Locode/ONU) du lieu;
 - d) adresse complète en anglais;
 - e) et coordonnées géographiques de la principale source d'émissions l'installation.
- 3) Une liste de tous les procédés de production et modes de production MACF mis en œuvre dans l'installation, accompagnée du cahier des charges des marchandises par procédé de production.
- 4) Pour chacune des marchandises:
 - a) les émissions intrinsèques directes spécifiques de chacune des marchandises;
 - b) la part des émissions intrinsèques pour lesquelles des valeurs par défaut ont été utilisées;
 - c) pour les marchandises non reprises à l'annexe II du règlement (UE) 2023/956:
 - la part des émissions indirectes déterminée sur la base des valeurs réelles conformément à l'article 9 du présent règlement,
 - la part des émissions indirectes déterminée sur la base de valeurs par défaut conformément à l'article 9 du présent règlement,
 - pour la part des émissions indirectes déterminée sur la base des valeurs réelles, la confirmation que les critères d'utilisation des valeurs réelles énoncés à l'annexe IV, point 6, du règlement (UE) 2023/956 sont remplis,
 - les émissions indirectes spécifiques calculées conformément à l'article 9 du présent règlement pour chaque marchandise produite;

- d) pour l'électricité importée sur le territoire douanier de l'Union:
 - la confirmation, le cas échéant, que le critère d'utilisation des valeurs réelles énoncé à l'annexe IV, point 5 b), du règlement (UE) 2023/956, relatif à la connexion directe entre l'installation produisant de l'électricité et le réseau de transport de l'Union, est rempli,
 - la confirmation que le critère d'utilisation des valeurs réelles énoncé à l'annexe IV, point 5 c), du règlement (UE) 2023/956 est rempli et la confirmation que les éléments de preuve connexes énoncés à l'annexe II, point D.2.4, ont été soumis au vérificateur,
 - le facteur d'émission de l'électricité importée déterminé sur la base des émissions réelles;
 - e) l'allocation intégrée spécifique à titre gratuit se rapportant à chacune des marchandises produites;
 - f) la confirmation de l'utilisation des référentiels MACF applicables et des méthodes utilisées pour déterminer l'allocation intégrée spécifique à titre gratuit.
- 5) Les émissions directes totales de l'installation durant l'année de déclaration et les émissions directes totales par procédé de production.
 - 6) Si l'installation produit des marchandises qui ne sont pas énumérées à l'annexe II du règlement (UE) 2023/956, les émissions indirectes de l'installation au cours de la période de déclaration.
 - 7) Si de la chaleur mesurable est importée d'autres installations ou exportée vers d'autres installations.
 - 8) Si des combustibles dont le facteur d'émission est considéré comme égal à zéro sont utilisés et la manière dont l'exploitant démontre que le facteur d'émission égal à zéro des combustibles est applicable.
 - 9) Si des gaz résiduaires sont produits et utilisés dans l'installation, importés d'autres installations ou exportés vers d'autres installations.
 - 10) Si le captage de CO₂ est utilisé, et une identification de l'installation ou de l'infrastructure de transport vers laquelle il est transféré.
 - 11) Pour les émissions indirectes, lorsque de l'électricité est produite à l'intérieur de l'installation, si l'électricité est:
 - a) produite par cogénération;
 - b) générée par production séparée;
 - c) produite à partir de sources fossiles ou renouvelables;
 - d) exportée hors des limites du système d'un procédé de production.
 - 12) Des données sur chaque précurseur utilisé et pour lequel des valeurs par défaut ont été utilisées, à l'exclusion des précurseurs produits dans le procédé de production conformément à l'article 4, paragraphe 9:
 - a) code NC;
 - b) dénomination du produit;
 - c) pays d'origine, s'il est connu et que le précurseur a été produit en dehors de l'installation;
 - d) valeur par défaut applicable.
 - 13) Des données sur chaque précurseur utilisé et pour lequel des valeurs réelles ont été utilisées, à l'exclusion des précurseurs produits dans le procédé de production conformément à l'article 4, paragraphe 9:
 - a) code NC;
 - b) dénomination du produit;
 - c) pays d'origine, lorsque le précurseur a été produit en dehors de l'installation;
 - d) période de déclaration et indication de l'année au cours de laquelle le précurseur a été utilisé pour la production d'une marchandise complexe;
 - e) émissions intrinsèques spécifiques (directes et, le cas échéant, indirectes).

- 14) Lorsqu'une installation qui produit des marchandises complexes reçoit d'une autre installation des précurseurs relevant d'un code NC donné, produits au cours de différentes périodes de déclaration, les émissions (directes et, le cas échéant, indirectes) intrinsèques spécifiques à utiliser pour ledit précurseur conformément à l'article 14, paragraphe 1.
- 15) Lorsque le procédé de production d'une marchandise complexe utilise un type de précurseur obtenu auprès de plusieurs installations, les émissions intrinsèques spécifiques (directes et, le cas échéant, indirectes) à utiliser pour ce précurseur et une mention indiquant si ces émissions ont été déterminées au moyen de la méthode par défaut établie à l'article 14 ou en calculant les émissions intrinsèques du précurseur obtenu auprès d'une installation spécifique ou d'un sous-ensemble spécifique d'installations conformément audit article.
- 16) Informations sur l'exploitant et l'installation d'origine du précurseur: nom de l'exploitant; dénomination de l'installation; identifiant unique de l'installation dans le registre MACF, le cas échéant; période de déclaration applicable.

2. PARAMÈTRES SECTORIELS À INCLURE DANS LA DÉCLARATION D'ÉMISSIONS

Catégorie agrégée de marchandises	Obligation de déclaration
Argile calcinée	— s.o.
Ciments non pulvérisés dits «clinkers»	— s.o.
Ciment	— Rapport de masse de tonnes de clinker consommées par tonne de ciment produite (rapport clinker/ciment exprimé en pourcentage).
Ciments alumineux	— s.o.
Hydrogène	— s.o.
Urée	— Pureté (% en masse d'urée contenue, % de N contenue). — Teneur en N
Acide nitrique	— Concentration (% en masse) — Teneur en N
Ammoniac	— Concentration, si solution aqueuse (ammoniaque) — Teneur en N
Engrais mélangés	— Informations requises au titre du règlement (UE) 2019/1009: — la teneur en N sous forme d'ammoniac (NH_4^+), — la teneur en N sous forme de nitrate (NO_3^-), — la teneur en N sous forme d'urée, — la teneur en N sous d'autres formes (organiques). — Teneur totale en N
Minerai aggloméré	— s.o.
Fontes brutes	— Le principal agent réducteur utilisé. — % en masse de Mn, Cr, Ni, total des autres éléments d'alliage.
FeMn – Ferromanganèse	— % en masse de Mn et carbone.
FeCr – Ferrochrome	— % en masse de Cr et carbone.
FeNi – Ferronickel	— % en masse de Ni et carbone.
Fer de réduction directe	— Le principal agent réducteur utilisé. — % en masse de Mn, Cr, Ni, total des autres éléments d'alliage.

Catégorie agrégée de marchandises	Obligation de déclaration
Acier brut	<ul style="list-style-type: none"> — Le principal agent réducteur du précurseur, s'il est connu. — % en masse de Mn, Cr, Ni, total des autres éléments d'alliage. — Tonnes de ferraille utilisées pour produire 1 t d'acier brut. — % de ferraille qui sont des déchets de préconsommation.
Produits en fer ou en acier	<ul style="list-style-type: none"> — Le principal agent réducteur utilisé dans la production du précurseur, s'il est connu. — % en masse de Mn, Cr, Ni, total des autres éléments d'alliage. — Tonnes de ferraille utilisées pour produire 1 t du produit. — % de ferraille qui sont des déchets de préconsommation.
Aluminium sous forme brute	<ul style="list-style-type: none"> — Tonnes de ferraille utilisées pour produire 1 t du produit. — % de ferraille qui sont des déchets de préconsommation. — Si la teneur totale en éléments autres que de l'aluminium dépasse 1 %, le pourcentage total de ces éléments.
Produits en aluminium	<ul style="list-style-type: none"> — Tonnes de ferraille utilisées pour produire 1 t du produit. — % de ferraille qui sont des déchets de préconsommation. — Si la teneur totale en éléments autres que de l'aluminium dépasse 1 %, le pourcentage total de ces éléments.

ANNEXE V

Adaptations des valeurs par défaut en fonction des spécificités régionales

Aux fins de l'annexe IV, point 7, du règlement (UE) 2023/956, d'autres adaptations des valeurs par défaut en fonction des spécificités d'une région peuvent être utilisées pour une marchandise importée au cours d'une année donnée, lorsque le déclarant MACF autorisé démontre à la Commission, au plus tard le 30 juin de l'année en cours, sur la base d'ensembles de données provenant d'autres sources officielles fiables, y compris des statistiques nationales, couvrant une année civile, que d'autres adaptations des valeurs par défaut en fonction des spécificités d'une région sont inférieures aux valeurs par défaut établies conformément à l'annexe IV du règlement (UE) 2023/956.

Lorsque la Commission estime que les autres sources officielles fournies sont fiables, elle modifie, si possible au plus tard le 30 juin de l'année suivante, les valeurs par défaut pertinentes établies conformément à l'annexe IV du règlement (UE) 2023/956. Les valeurs par défaut modifiées s'appliquent aux marchandises importées durant l'année au cours de laquelle les ensembles de données provenant d'autres sources officielles ont été fournis.

Lorsqu'un déclarant MACF autorisé fournit les ensembles de données provenant d'autres sources officielles après le 30 juin de l'année d'importation d'une marchandise, et lorsque la Commission les juge fiables, celle-ci modifie, si possible au plus tard le 30 juin de la deuxième année suivant l'année au cours de laquelle les ensembles de données provenant d'autres sources officielles ont été fournis, les valeurs par défaut pertinentes établies conformément à l'annexe IV du règlement (UE) 2023/956. Les valeurs par défaut modifiées s'appliquent aux marchandises importées durant l'année suivant l'année au cours de laquelle les ensembles de données provenant d'autres sources officielles ont été fournis. Lorsque la Commission parvient à modifier les valeurs par défaut pertinentes durant l'année suivant l'année au cours de laquelle les ensembles de données provenant d'autres sources officielles ont été fournis et avant la date limite de présentation des déclarations MACF conformément à l'article 6 du règlement (UE) 2023/956, les valeurs par défaut modifiées s'appliquent aux marchandises importées durant l'année au cours de laquelle les ensembles de données provenant d'autres sources officielles ont été fournis.