



COMMISSION EUROPÉENNE
DIRECTION GÉNÉRALE
FISCALITÉ ET UNION DOUANIÈRE
Fiscalité indirecte et administration fiscale
CBAM, énergie et fiscalité verte

Bruxelles, le 8 décembre 2023

**DOCUMENT D'ORIENTATION SUR LA MISE EN ŒUVRE DU MACF
À L'INTENTION DES EXPLOITANTS D'INSTALLATIONS
ÉTABLIS EN DEHORS DE L'UNION**

Le présent document livre le point de vue des services de la Commission au moment de sa publication. Il n'est pas juridiquement contraignant.

HISTORIQUE DES VERSIONS

Date	Notes
17 août 2023	Première publication
26 octobre 2023	<p>Les corrections suivantes sont apportées:</p> <ul style="list-style-type: none"> • quelques clarifications à la section 6.7.3 (électricité et cogénération); • améliorations des exemples issus des secteurs couverts, en particulier: <ul style="list-style-type: none"> • ciment, section 7.1.3 (clarifications mineures); • acier (7.2.2.1, en particulier le calcul de la déduction pour les gaz résiduels); • engrais mélangés (section 7.3.2, clarifications mineures); • aluminium (section 7.4.2, clarifications mineures); • hydrogène (section 7.5.2 – tout le H₂ produit n’est pas vendu); • corrections de plusieurs coquilles, références et formats.
21 novembre 2023	Correction de la règle de minimis
8 décembre 2023	<p>Les corrections suivantes sont apportées:</p> <ul style="list-style-type: none"> • clarifications à la section 4.3 (période transitoire), en particulier aux sections 4.3.3 (périodes de déclaration) et 4.3.5 (perfectionnement actif); • clarifications à la section 5.4.3 (hydrogène) visant à inclure d’autres modes de production, à la <i>Figure 5-6</i> (minerai aggloméré) et à la <i>Figure 5-11</i> (acier brut-aciérie à l’oxygène); • à la section 6.2.1, ajout du Table 6-1 qui compare les émissions de GES couvertes par le MACF, par le SEQE de l’UE et par d’autres normes; • clarifications mineures à la section 6.3 (définition des limites des processus de production); • ajout des numéros de référence des équations, à la section 6 et à la section 7, qui renvoient au règlement d’exécution (UE) 2023/1773; • clarifications à la section 6.8.1.2 (exigences de surveillance) en ce qui concerne la qualité des marchandises, et à la section 6.8.2 (surveillance des données relatives aux précurseurs) en ce qui concerne les différences dans les périodes de déclaration; • clarifications à la section 6.9 (utilisation des facteurs par défaut et autres méthodes), en particulier ajout d’une nouvelle section 6.9.4 (utilisation transitoire d’autres systèmes de surveillance et de déclaration des GES);

	<ul style="list-style-type: none"> • à la section 7.2.2.3, ajout d'un nouvel exemple relatif à la fabrication de produits sidérurgiques à partir de précurseurs achetés; • à la section 8, correction de la règle relative à l'exemption pour les pays de l'AELE; • suppression de l'annexe sur les valeurs par défaut, car ces informations sont disponibles sur le site web de la Commission européenne consacré au MACF.

TABLE DES MATIÈRES

1	SYNTHÈSE	8
2	INTRODUCTION	9
2.1	À propos du présent document	9
2.2	Comment utiliser ce document?	10
2.3	Pour obtenir plus d'informations	11
3	GUIDE RAPIDE À L'INTENTION DES EXPLOITANTS	14
4	LE MÉCANISME D'AJUSTEMENT CARBONE AUX FRONTIÈRES	23
4.1	Présentation du MACF	23
4.2	Définitions et émissions couvertes par le MACF	24
4.3	Période transitoire	26
4.3.1	Rôles clés en matière de déclaration	27
4.3.2	Que devez-vous surveiller (en tant qu'exploitant)?	28
4.3.3	Périodes de déclaration pour les exploitants et les importateurs	29
4.3.4	Gouvernance du MACF	31
4.3.5	Perfectionnement actif	33
5	MARCHANDISES COUVERTES PAR LE MACF ET MODES DE PRODUCTION	35
5.1	Avant-propos	35
5.2	Identifier les marchandises couvertes par le MACF	36
5.2.1	Caractéristiques des produits	36
5.2.2	Identifier les marchandises qui relèvent du règlement MACF	37
5.3	Ciment	37
5.3.1	Unité de production et émissions intrinsèques par secteur industriel	37
5.3.2	Définition et explication des marchandises couvertes	38
5.3.3	Définition et explication des processus et modes de production concernés	40
5.4	Substances chimiques – Hydrogène	44
5.4.1	Unité de production et émissions intrinsèques	45
5.4.2	Définition et explication des marchandises couvertes par le MACF dans ce secteur	46
5.4.3	Définition et explication des processus et modes de production concernés	46
5.5	Engrais	50
5.5.1	Unité de production et émissions intrinsèques	51
5.5.2	Définition et explication des marchandises couvertes par le MACF dans ce secteur	52

5.5.3	Définition et explication des processus et modes de production concernés	
		54
5.6	Secteur de la sidérurgie	58
5.6.1	Unité de production et émissions intrinsèques	59
5.6.2	Définition et explication des marchandises couvertes par le MACF dans ce secteur	60
5.6.3	Définition et explication des processus de production concernés et des émissions couvertes	65
5.7	Aluminium	81
5.7.1	Unité de production et émissions intrinsèques	82
5.7.2	Définition et explication des marchandises couvertes dans ce secteur	83
5.7.3	Définition et explication des processus et modes de production concernés	85
6	OBLIGATIONS EN MATIÈRE DE SURVEILLANCE ET DE DÉCLARATION	92
6.1	Définitions et émissions couvertes par le MACF	94
6.1.1	Installation, processus de production et modes de production	94
6.1.2	Niveau d'activité, quantité de marchandises produites	95
6.1.3	Émissions intrinsèques directes et indirectes	96
6.1.4	Dans quelle unité déclarer les émissions intrinsèques?	97
6.2	Comment déterminer les émissions intrinsèques?	98
6.2.1	Principe	98
6.2.2	Des émissions de l'installation aux émissions intrinsèques des marchandises	100
6.3	Définir les limites des processus de production et les modes de production	113
6.4	Planifier la surveillance	118
6.4.1	De quels documents ai-je besoin pour planifier ma surveillance?	118
6.4.2	Méthode de surveillance: principes et procédures	119
6.4.3	Procédures écrites	120
6.4.4	Choix des sources des meilleures données disponibles	120
6.4.5	Limiter les coûts de la surveillance	123
6.4.6	Mesures de contrôle et gestion de la qualité	124
6.5	Déterminer les émissions directes de l'installation	126
6.5.1	Méthode fondée sur le calcul	129
6.5.2	Méthode fondée sur la mesure – systèmes de mesure continue des émissions (SMCE)	142
6.5.3	Méthodes suivies dans les pays tiers	145
6.5.4	Traitement des émissions issues de la biomasse	146
6.5.5	Détermination des émissions de PFC (hydrocarbures perfluorés)	148
6.5.6	Règles relatives aux transferts de CO₂ entre installations	148
6.6	Déterminer les émissions indirectes de l'installation	151
6.7	Règles requises pour attribuer des émissions à des processus de production	152

6.7.1	Règles génériques relatives au mesurage des paramètres à attribuer aux processus de production	152
6.7.2	Règles relatives à l'énergie thermique et aux émissions de chaleur	155
6.7.3	Règles relatives à l'énergie électrique et à ses émissions	163
6.7.4	Règles relatives à la production combinée de chaleur et d'électricité	166
6.7.5	Règles relatives à l'énergie des gaz résiduaux et émissions correspondantes	169
6.8	Calcul des émissions intrinsèques des marchandises	171
6.8.1	Règles relatives aux marchandises produites	171
6.8.2	Règles de surveillance des données relatives aux précurseurs	174
6.9	Utilisation des facteurs par défaut et autres méthodes	175
6.9.1	Valeurs par défaut des émissions intrinsèques spécifiques	176
6.9.2	Facteurs d'émission par défaut pour l'électricité du réseau	177
6.9.3	Lacunes mineures dans les données de surveillance de l'installation	177
6.9.4	Utilisation transitoire d'autres systèmes de surveillance et de déclaration des GES	178
6.10	Déclarer le prix effectif du carbone dû	180
6.11	Modèle de déclaration	183
6.11.1	Déclarations par les exploitants	184
6.11.2	Déclaration par les déclarants	186
7	SURVEILLANCE ET DÉCLARATION DANS LES DIFFÉRENTS SECTEURS	188
7.1	Ciment	189
7.1.1	Exigences sectorielles en matière de surveillance et de déclaration	189
7.1.2	Exemple de division d'une installation de production de ciment en différents processus de production	194
7.1.3	Exemple concret dans le secteur du ciment	198
7.2	Secteur de la sidérurgie	202
7.2.1	Exigences sectorielles en matière de surveillance et de déclaration	203
7.2.2	Exemples concrets dans les secteurs de la sidérurgie	205
7.3	Engrais	222
7.3.1	Exigences sectorielles en matière de surveillance et de déclaration	223
7.3.2	Exemple concret dans le secteur des engrais	226
7.4	Aluminium	229
7.4.1	Exigences sectorielles en matière de surveillance et de déclaration	230
7.4.2	Exemple concret dans le secteur de l'aluminium	235
7.5	Substances chimiques – Hydrogène	241
7.5.1	Exigences sectorielles en matière de surveillance et de déclaration	242
7.5.2	Exemple concret dans le secteur de l'hydrogène	245
7.6	Électricité «en tant que marchandise» (c.-à-d. importée dans l'UE)	250
7.6.1	Facteur d'émission de CO ₂ basé sur les données du déclarant	251
7.6.2	Facteur d'émission de CO ₂ basé sur les émissions réelles de CO ₂ de l'installation	252

8	EXEMPTIONS DU MACF	253
ANNEX A	LISTE DES ABRÉVIATIONS	254
ANNEX B	LISTE DE DÉFINITIONS	256
ANNEXE C	– INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES SUR LA BIOMASSE	265
ANNEXE D	– VALEURS STANDARD POUR LES CALCULS DES ÉMISSIONS	275

1 SYNTHÈSE

Le mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF) est un instrument de politique environnementale destiné à appliquer aux produits importés les mêmes coûts du carbone que supporteraient les installations établies dans l'Union européenne (UE). Ce faisant, le MACF réduit le risque de voir les objectifs climatiques de l'UE compromis par une délocalisation de la production vers des pays qui appliquent des politiques de décarbonation moins ambitieuses (la «fuite de carbone»).

Dans le cadre du MACF rendu définitif (après la période transitoire), les déclarants autorisés de l'UE représentant les importateurs de certaines marchandises achèteront et restitueront des certificats MACF pour les émissions intrinsèques des marchandises qu'ils importent. Étant donné que le prix de ces certificats correspondra au prix des quotas dans le système d'échange de quotas d'émission de l'UE (SEQE de l'UE), et que les règles en matière de surveillance, de déclaration et de vérification sont inspirées du système de surveillance, de déclaration et de vérification du SEQE de l'UE, les marchandises importées et celles produites dans des installations participant au SEQE de l'UE seront soumises au même prix du carbone.

Le présent document d'orientation fait partie d'une série de documents d'orientation et de modèles électroniques proposés par la Commission européenne pour faciliter la mise en œuvre harmonisée du MACF au cours de la **période transitoire (du 1^{er} octobre 2023 au 31 décembre 2025)**. Il présente le MACF ainsi que les notions utiles pour surveiller et déclarer les émissions dans les installations fixes. Il ne s'ajoute pas aux exigences obligatoires du MACF, mais vise plutôt à permettre sa bonne interprétation afin de faciliter sa mise en œuvre.



Le présent document livre le point de vue des services de la Commission au moment de sa publication. Il n'est pas juridiquement contraignant.

2 INTRODUCTION

2.1 À propos du présent document

Le présent document a été rédigé pour expliquer aux parties prenantes les exigences du règlement MACF dans des termes non législatifs. Il porte essentiellement sur les **exigences applicables aux exploitants d'installations produisant des marchandises couvertes par le MACF en dehors de l'UE au cours de la période transitoire, du 1^{er} octobre 2023 au 31 décembre 2025**, pendant laquelle le MACF est appliqué sans aucune obligation financière pour les importateurs et à des seules fins de collecte de données.

- La **section 3** offre un condensé d'informations à l'intention du lecteur, à savoir l'exploitant d'une installation qui produit des marchandises couvertes par le MACF. Elle propose une feuille de route pour comprendre les notions les plus importantes de la surveillance des émissions et indique où trouver des informations supplémentaires dans le document.
- La **section 4** présente le MACF et passe en revue le cycle de mise en conformité, les rôles et les responsabilités ainsi que les échéances et les délais concernant les exploitants d'installations en dehors de l'UE pendant la période transitoire.
- La **section 5** passe en revue les processus de production et les chaînes de valeur pour les secteurs et les marchandises qui relèvent du champ d'application du MACF.
- La **section 6** présente les obligations et les recommandations en matière de déclaration et de surveillance qui sont susceptibles de s'appliquer à tout producteur concerné de marchandises couvertes par le MACF.
- La **section 7** mentionne, pour chaque marchandise couverte par le MACF, les aspects à prendre en considération en matière de surveillance et de déclaration dans les différents secteurs, le cas échéant. Des exemples sont donnés pour chaque secteur.
- La **section 8** explique les exemptions générales du MACF.

La Commission a rédigé un autre document d'orientation à l'intention des importateurs de marchandises couvertes par le MACF (les «déclarants»). Ces deux documents d'orientation sont complétés par un modèle électronique que les exploitants d'installations peuvent utiliser pour transmettre des informations aux déclarants.



Présentation des chiffres dans les documents de l'UE

Dans un souci d'uniformité avec les documents juridiques de l'UE, le présent document d'orientation applique la convention suivante pour présenter les chiffres.

Une virgule est utilisée pour séparer le nombre entier de sa décimale: 0,890







Les milliers, et leurs puissances, sont séparés par une espace:

- quinze mille s’écrit 15 000
- quinze millions s’écrit 15 000 000

2.2 Comment utiliser ce document?

Lorsque des articles sont cités dans le présent document, ils renvoient toujours au règlement MACF¹, sauf indication contraire. Lorsque le «règlement d’exécution» est cité, il s’agit du règlement² qui fixe les règles détaillées en matière de surveillance, de déclaration et de vérification pendant la période transitoire. Pour les acronymes et les définitions utilisés dans le présent document, veuillez vous référer à l’Annex A et à l’Annex B.

Plusieurs icônes sont utilisées pour guider le lecteur:

Icône	Description
	Indique les informations auxquelles les exploitants d’installations produisant des marchandises couvertes par le MACF doivent particulièrement prêter attention.
	Indique les versions simplifiées des exigences générales du MACF.
	Indique les améliorations recommandées.
	Indique que d’autres documents, modèles ou outils électroniques sont disponibles auprès d’autres sources.
	Indique des exemples relatifs aux thèmes abordés dans le paragraphe en question.
	Indique les sections qui se rapportent à la période définitive du MACF, plutôt qu’à la période transitoire.

¹ Règlement (UE) 2023/956 du Parlement européen et du Conseil du 10 mai 2023 établissant un mécanisme d’ajustement carbone aux frontières; disponible à l’adresse suivante: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2023/956/oj?locale=fr>

² 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; disponible à l’adresse suivante: http://data.europa.eu/eli/reg_impl/2023/1773/oj

2.3 Pour obtenir plus d'informations

L'encadré ci-dessous indique les principales sections du règlement MACF et du règlement d'exécution qui **présentent un intérêt pour les exploitants d'installations produisant des marchandises couvertes par le MACF pendant la période transitoire.**

Règlement MACF

Règlement (UE) 2023/956 du Parlement européen et du Conseil du 10 mai 2023 établissant un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières.

Disponible à l'adresse suivante: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2023/956/oj?locale=fr>

- **L'article 2** présente le champ d'application du MACF et renvoie à l'annexe I.
- **L'article 3 et l'annexe IV** contiennent les définitions des termes courants utilisés dans le MACF.
- **L'article 10** énonce les exigences relatives à l'enregistrement des exploitants dans le MACF (*disposition applicable à partir du 31 décembre 2024*).
- **L'article 30** impose à la Commission européenne de réexaminer le champ d'application du MACF avant le 31 décembre 2024.
- **Les articles 32 et 35** énoncent les obligations de déclaration des importateurs de l'UE au cours de la période transitoire.
- **L'article 36** indique les dates à partir desquelles les autres dispositions s'appliquent.
- **L'annexe I** contient la liste des marchandises couvertes par le MACF, classées par secteur industriel et désignées par un code NC, ainsi que la liste des gaz à effet de serre relatifs à ces marchandises.
- **L'annexe III** recense les pays et territoires tiers non couverts par le MACF.
- **L'annexe IV** présente les méthodes générales de calcul des émissions intrinsèques des marchandises; la section 2 porte sur les marchandises simples, la section 3 sur les marchandises complexes.

Règlement d'exécution (conformément à l'article 35, paragraphe 7, du règlement MACF)

Règlement d'exécution (UE) 2023/1773 de la Commission, disponible à l'adresse suivante: http://data.europa.eu/eli/reg_impl/2023/1773/oj

- **L'article 2 et l'annexe II, section 1**, contiennent les définitions des termes courants utilisés dans le MACF et dans les règles en matière de surveillance, de déclaration et de vérification.
- **L'article 3** énonce les obligations de déclaration des déclarants, y compris les paramètres pour lesquels des données doivent être déclarées.
- **Les articles 4 et 5** fixent les méthodes de calcul des émissions intrinsèques et les conditions pour utiliser les valeurs par défaut.
- **L'article 7** indique les informations à communiquer concernant le prix du carbone dû.

-
- **L'article 16** porte sur les amendes que les États membres appliquent si le déclarant ne se conforme pas correctement à ses obligations de déclaration.
 - **Les articles 19 et 22** contiennent les éléments techniques du registre transitoire MACF.
 - **À l'annexe I**, le tableau 1 contient la structure du rapport MACF et le tableau 2 les informations détaillées à faire figurer dans le rapport MACF.
 - **À l'annexe II**, section 2, le tableau 1 propose une mise en correspondance des codes NC et des catégories agrégées de marchandises couvertes par le MACF; la section 3 contient la définition des processus de production pour les catégories de marchandises couvertes par le MACF, y compris les limites du système des modes de production et les précurseurs pertinents.
 - **L'annexe III** énonce les règles pour surveiller les émissions se rapportant à l'installation, pour attribuer les émissions aux processus de production et pour déterminer les émissions intrinsèques directes et indirectes spécifiques des marchandises simples et complexes. Elle est structurée comme suit:
 - A. Principes
 - B. Surveillance des émissions directes se rapportant à l'installation
 - C. Flux thermiques
 - D. Électricité
 - E. Surveillance des précurseurs
 - F. Règles pour l'attribution d'émissions d'une installation à des marchandises
 - G. Calcul des émissions intrinsèques spécifiques des marchandises complexes
 - H. Mesures facultatives pour améliorer la qualité des données
 - **L'annexe IV** recense les données minimales que les producteurs de marchandises (les «exploitants») doivent communiquer aux importateurs (ou aux déclarants).
 - **Les annexes V à VII** contiennent des tableaux recensant les exigences en matière de données à inclure dans d'autres rapports, y compris pour le perfectionnement actif (par les importateurs), l'EORI et le système d'importation national.
 - **L'annexe VIII** fixe les facteurs standard qui peuvent être utilisés dans la surveillance des émissions directes.
 - **L'annexe IX** donne les valeurs de rendement de référence pour la production séparée d'électricité et de chaleur, qui doivent être utilisées dans les calculs [de rendement des installations de production de chaleur par cogénération].
-

Toute la législation de l'UE est disponible à l'adresse suivante: eur-lex.europa.eu/homepage.html

La Commission européenne a élaboré d'autres orientations et du matériel de formation pour aider les exploitants et les importateurs, notamment:

- un autre document d'orientation à l'intention des importateurs de marchandises couvertes par le MACF dans l'UE (les «déclarants»);
- des conseils à l'intention des importateurs sur la manière de compléter les rapports trimestriels sur le portail MACF destiné aux opérateurs;
- des modèles Excel à l'intention des exploitants pour calculer automatiquement les émissions intrinsèques et communiquer ces données clairement aux importateurs de marchandises;
- des vidéos de formation.



Les documents d'orientation et le modèle sont disponibles sur le **site web** de la Commission européenne consacré au MACF: https://taxation-customs.ec.europa.eu/carbon-border-adjustment-mechanism_en



3 GUIDE RAPIDE À L'INTENTION DES EXPLOITANTS

Cette section donne un aperçu, point par point, des notions, règles et obligations importantes qui s'appliquent au cours de la période transitoire.

Suis-je un exploitant d'une installation produisant des «marchandises couvertes par le MACF»?

Les marchandises couvertes par le MACF sont les marchandises actuellement importées dans l'UE dans les secteurs suivants: ciment, sidérurgie, aluminium, certaines industries chimiques (engrais et hydrogène), et électricité. Pour savoir si vous êtes un exploitant d'une installation produisant ces marchandises, vous devez comparer les codes NC³ de vos produits avec la liste des marchandises figurant à l'annexe I du règlement MACF. La section 5.2 contient de plus amples informations sur la manière de procéder, tandis que les sous-sections de la section 5 contiennent des informations complémentaires pour chaque secteur.

Si vous ne produisez pas ces marchandises, vous n'êtes pas tenu de lire ce document. Ce dernier a néanmoins été rédigé pour aider les différents lecteurs intéressés (universitaires, importateurs de marchandises couvertes par le MACF, vérificateurs de GES, autorités compétentes, consultants, etc.). **Si vous souhaitez simplement comprendre le fonctionnement général du MACF**, vous en trouverez une présentation à la section 4.

Exportez-vous des marchandises vers des clients établis dans les États membres de l'UE?

Si oui, vous êtes concerné par le MACF.

Remarque: il peut arriver que vos produits soient achetés par des clients qui, eux-mêmes, produisent des marchandises couvertes par le MACF, et que vos produits servent de «précurseur» pour ces marchandises, lesquelles sont ensuite exportées vers des pays de l'UE. De même, si vous vendez vos produits à des opérateurs qui les vendent ensuite à des clients dans l'UE, vos marchandises sont couvertes par le MACF.

À chaque fois que des marchandises couvertes par le MACF sont importées dans l'UE, l'importateur vous contactera à un moment ou à un autre pour avoir des informations sur les «émissions intrinsèques» de ces marchandises. À titre subsidiaire, l'exploitant qui utilise vos marchandises comme précurseur pour produire d'autres marchandises couvertes par le MACF vous demandera le niveau d'émissions intrinsèques. **Vous devez donc être prêt à fournir ces données** et commencez dès que possible à élaborer une méthode de surveillance au sein de votre installation, en suivant les indications du présent document.

Les émissions intrinsèques, c'est quoi? Cette notion sert à décrire, de la façon la plus réaliste possible, la manière dont les émissions sont couvertes par le SEQE de l'UE comme si les marchandises couvertes par le MACF étaient produites dans l'UE. En application du SEQE de l'UE, les exploitants doivent payer un prix pour leurs propres émissions («directes»). S'ils consomment de l'électricité, ils supportent également les coûts du CO₂ inclus dans le prix de l'électricité qu'ils achètent⁴ («émissions indirectes»). Il en va de même pour les matières entrantes nécessaires au processus de production, lesquelles peuvent être fournies par une installation couverte par le SEQE de l'UE. Ces précurseurs,

³ Les codes NC (nomenclature combinée) sont l'équivalent, au sein de l'UE, des codes SH (système harmonisé) dans le commerce international. Les codes NC sont généralement composés de huit chiffres (les six premiers sont identiques à ceux du code SH). Lorsque l'annexe I du règlement MACF indique moins de chiffres, cela signifie que tous les codes NC commençant par ces chiffres sont couverts.

⁴ Si l'installation de l'UE produit sa propre électricité, elle supporte les coûts du CO₂ directement.

comme on les appelle, contribuent donc aux coûts du CO₂ que supportent les installations couvertes par le SEQE de l'UE. Les «émissions intrinsèques» sont comparables aux émissions responsables des coûts du CO₂ dans le SEQE de l'UE: elles désignent à la fois les émissions directes et indirectes⁵ du processus de production et les émissions intrinsèques des précurseurs. Sur le principe, elles sont comparables à une empreinte carbone des marchandises. Le champ d'application du MACF est principalement lié aux règles du SEQE de l'UE et, à ce titre, il se distingue des autres méthodes de calcul de l'empreinte carbone des produits, telles que le «protocole des GES» ou la norme ISO 14067.

La section 6.2 fournit une bonne introduction à la notion et au calcul des émissions intrinsèques.

Que dois-je surveiller? Pour le savoir, les étapes suivantes vous guideront dans l'élaboration de votre «documentation relative à la méthode de surveillance», c'est-à-dire le manuel que vous et votre personnel utiliserez comme référence pour effectuer les tâches de surveillance de manière cohérente dans les années à venir. Ces étapes garantissent que toutes les données dont vous avez besoin pour calculer les émissions intrinsèques sont couvertes.

- Étape n° 1: définissez les **limites de l'installation**, les processus de production et les modes de production. On entend par «processus de production» les limites du système qui sont nécessaires pour attribuer les émissions aux marchandises produites⁶. Chaque «catégorie agrégée de marchandises» (c'est-à-dire un regroupement de marchandises portant différents codes NC, mais qui se prêtent à des règles de surveillance communes) correspond à un processus de production. La section 5.2 donne des informations sur les limites du système, de même que les sous-sections de la section 5 pour chaque secteur.
- Étape n° 2: définissez la **période de déclaration** que vous utiliserez. Par défaut, il s'agit d'une année civile (européenne). Néanmoins, si votre installation est située dans un pays qui applique un calendrier différent, ou une période différente pour d'autres raisons valables, cette période peut être utilisée, pour autant qu'elle couvre au minimum trois mois. Les périodes de déclaration d'un système de tarification du carbone ou d'un régime obligatoire de surveillance des émissions dans le pays de votre installation, ou encore l'exercice financier, en particulier, sont autant d'autres périodes acceptables. La raison principale qui pousse à choisir d'autres périodes tient au fait que des contrôles supplémentaires peuvent être appliqués à ces fins, comme l'inventaire et l'audit financier pour les comptes financiers annuels, ou une vérification des émissions par des tiers, ce qui élève le niveau de confiance dans la qualité des données lorsque celles-ci sont utilisées dans le cadre du MACF. La section 4.3.3 donne des informations supplémentaires sur les périodes de déclaration.
- Étape n° 3: dressez la liste de tous les **paramètres que vous devez surveiller**:
 - les **émissions directes** de l'installation – vous disposez pour ce faire de deux options:

⁵ Les émissions indirectes doivent être déclarées pour *toutes* les marchandises couvertes par le MACF pendant la période transitoire, même si, à ce stade, seul un petit nombre de marchandises est inscrit à l'annexe II du règlement MACF (celles-ci sont donc les seules qui devront couvrir les émissions indirectes lors de la période définitive).

⁶ Si vous êtes familiarisé avec le SEQE de l'UE, cela peut vous aider à comprendre la notion de «processus de production», qui est très comparable aux «sous-installations» utilisées à des fins de référentiel.

- a) la méthode «fondée sur le calcul», selon laquelle vous devez déterminer la **quantité totale de combustible et de matière pertinente**⁷ consommée ainsi que les «facteurs de calcul» correspondants (notamment, le «**facteur d'émission**» fondé sur la teneur en carbone du combustible ou de la matière);
- b) la méthode «fondée sur la mesure», selon laquelle vous devez mesurer en ligne la **concentration de gaz à effet de serre** ainsi que le **débit des effluents gazeux** pour chaque «source d'émission» (cheminée).

À noter toutefois que, **au cours de la période préliminaire jusqu'au 31 juillet 2024, vous pouvez appliquer d'autres méthodes de surveillance des émissions autorisées sur votre territoire**, pourvu qu'elles couvrent les mêmes émissions et qu'elles garantissent une précision similaire. Ces autres méthodes peuvent faire intervenir les valeurs par défaut mises à disposition et publiées par la Commission pour la période transitoire. D'autres valeurs par défaut peuvent être employées à condition que le déclarant indique et référence dans les rapports MACF la méthode utilisée pour déterminer ces valeurs. Pour les émissions de PFC⁸ résultant de la production d'aluminium primaire, il convient d'employer une méthode spéciale fondée sur la mesure de la surtension. Pour les émissions de N₂O associées à la production d'acide nitrique, la méthode fondée sur la mesure est obligatoire. Dans tous les autres cas, vous pouvez choisir la méthode qui convient le mieux à la situation de votre installation.

En outre, si plusieurs processus de production sont mis en œuvre dans votre installation, il peut être nécessaire de surveiller les flux de combustible ou de matière entre eux afin d'attribuer correctement les émissions auxdits processus⁹.

L'annexe III, section B, du règlement d'exécution contient les règles applicables à la surveillance de ces émissions directes. La section 6.4 du présent document contient également des informations utiles;

- les **émissions (directes) liées aux flux thermiques**¹⁰: la chaleur consommée (aussi bien la chaleur produite dans l'installation et celle reçue d'une autre

⁷ On désigne par «flux» à la fois le combustible et les autres matières entrantes ou sortantes qui influent sur les émissions.

⁸ Hydrocarbures perfluorés.

⁹ Par exemple, si un haut-fourneau produit des fontes brutes, une partie des gaz résiduels sert généralement de combustible dans d'autres parties de l'installation (une centrale ou un laminoir à chaud, par exemple). Dans ce cas, il y a lieu de déterminer la quantité et les facteurs de calcul pour ces gaz résiduels également, même s'ils ne sont pas nécessaires au calcul des émissions totales de l'installation.

¹⁰ Remarque 1: seule la «**chaleur mesurable**» est concernée, c'est-à-dire la chaleur transportée au moyen d'un milieu caloporteur tel que la vapeur, l'eau chaude, les sels liquides, etc. et dont le débit peut être mesuré dans une canalisation, un conduit, etc. Lorsque la chaleur est produite dans un brûleur et utilisée directement, par exemple dans un four ou un sécheur, il n'est pas nécessaire de surveiller les flux thermiques; les émissions sont alors déterminées à partir de la consommation de combustibles. Cela étant, la chaleur mesurable est souvent produite en un point central ou en plusieurs points dans l'installation, lesquels ne correspondent pas directement aux limites des processus de production. Il est alors utile de déterminer les émissions résultant de la production de chaleur séparément, et d'attribuer les émissions aux processus de production au moyen de la chaleur consommée dans chaque processus.

Remarque 2: dans le contexte des empreintes carbone, les émissions résultant de la chaleur (importée) sont souvent considérées comme des «émissions de catégorie 2» et, donc, définies comme des «émissions indirectes». Veuillez noter que dans la législation relative au MACF tout comme dans le présent document, l'expression «émissions indirectes» désigne uniquement l'électricité, pas la chaleur.

installation) doit être attribuée à chaque processus de production, tandis que les émissions liées à la chaleur exportée depuis les processus de production doivent être déduites des émissions attribuées de chaque processus de production à partir duquel la chaleur est produite ou recyclée. L'annexe III, section C, du règlement d'exécution contient les règles en matière de **surveillance des flux thermiques**. Des règles s'appliquent également pour déterminer le **facteur d'émission de la chaleur**. La section 6.7.2 du présent document contient des orientations détaillées à ce sujet;

- les **émissions indirectes**: il s'agit des émissions résultant de la production de l'électricité que votre installation consomme pour ses processus de production, qu'elle soit produite au sein de l'installation ou importée d'ailleurs. Vous devez surveiller les quantités d'**électricité consommée** par chaque processus de production et les multiplier par le facteur d'émission de l'électricité applicable. Pour ce dernier, il existe plusieurs options:
 - a) si l'électricité provient du réseau, utilisez le facteur d'émission par défaut fourni par la Commission européenne sur la base des données de l'AIE¹¹;
 - b) si vous produisez l'électricité vous-même dans votre installation (autoproducteur), vous devez surveiller les émissions de la centrale ou de l'unité de cogénération¹² de la même manière que vous surveillez les autres émissions directes de l'installation, et **suivre des règles précises pour calculer le facteur d'émission de la combinaison de combustibles** en tenant compte de la production de chaleur par cogénération, le cas échéant. Les règles applicables figurent à l'annexe III, section D, du règlement d'exécution. Des informations sur la chaleur et la cogénération figurent à la section 6.7.2 et à la section 6.7.4 du présent document;
 - c) si vous recevez l'électricité d'une installation donnée dans le cadre d'un «accord d'achat d'électricité», vous pouvez utiliser le facteur d'émissions obtenu pour cette électricité, à condition que cette centrale surveille ses émissions selon les mêmes règles que celles applicables à l'électricité autoproduite et vous communique ces informations de façon appropriée.

La section 6.7.3 du présent document contient des orientations détaillées à ce sujet;

- les **précurseurs**: comme expliqué au point 3 ci-dessus, la notion d'émissions intrinsèques comprend¹³ les émissions intrinsèques de certaines matières utilisées dans le processus de production (les «précurseurs»). L'annexe II, section 3, du règlement d'exécution indique les **précurseurs pertinents** pour chaque processus de production; la question est également abordée à la section 5 du présent document, pour chaque secteur concerné. Les paramètres suivants doivent être surveillés pour chaque précurseur:
 - a) **si le précurseur est produit dans votre installation**, la surveillance nécessaire est déjà assurée conformément aux points décrits ci-dessus. Vous

¹¹ Agence internationale de l'énergie.

¹² La cogénération désigne la production combinée de chaleur et d'électricité.

¹³ Notez la différence entre les précurseurs et les matières entrantes normales. Pour la détermination des émissions directes, il convient de tenir compte du fait que les atomes de carbone contenus dans une matière peuvent s'oxyder en CO₂ et produire des émissions. Pour les *précurseurs*, en revanche, les émissions déjà produites précédemment (au cours de leur propre production), c'est-à-dire les émissions intrinsèques du précurseur, doivent être ajoutées.

ne devez prendre en considération les émissions intrinsèques du précurseur que lorsque vous calculez les émissions intrinsèques des marchandises dans le processus de production desquelles intervient le précurseur;

- b) **si vous achetez le précurseur** auprès d'autres installations, vous devez demander des informations aux fournisseurs concernés, de la même manière que vous-même devez fournir des informations lorsque vos marchandises sont importées dans l'UE. Les informations en question comprennent, pour chaque précurseur, **et séparément pour chaque installation qui le produit**:
- l'identification de l'installation où il a été produit;
 - les émissions intrinsèques directes et indirectes spécifiques¹⁴ du précurseur;
 - le mode de production ainsi que les paramètres complémentaires que l'importateur doit déclarer lorsque les marchandises finales sont importées dans l'UE dans le cadre du MACF. Ces paramètres complémentaires sont énoncés à l'annexe IV, section 2, du règlement d'exécution et examinés à la section 5 et à la section 7 du présent document pour chaque secteur concerné;
 - la période de déclaration appliquée par le producteur du précurseur;
 - le cas échéant, les informations relatives à un prix du carbone dû dans le pays ou territoire dans lequel le précurseur est produit (voir point 5 ci-dessous);
- c) dans un cas comme dans l'autre, que les précurseurs aient été achetés ou produits sur place, vous devez surveiller **la quantité de précurseurs utilisée** au cours de la période de déclaration dans chaque processus de production.

L'annexe III, section E, du règlement d'exécution contient les règles en matière de surveillance des données relatives aux précurseurs. La section 6.8.2 du présent document donne plus de détails à ce sujet;

- enfin, l'importateur de l'UE est tenu de déclarer certains **paramètres de qualification supplémentaires** dans le cadre du MACF. Ces paramètres dépendent des marchandises produites. En ce qui concerne les importations de ciment, la quantité totale de clinker doit être déclarée; par exemple, pour les engrais mélangés, les teneurs en différentes formes d'azote, etc. Les paramètres en question figurent à l'annexe IV, section 2, du règlement d'exécution. Veillez à recueillir tous les paramètres nécessaires concernant les marchandises couvertes par le MACF et à les communiquer aux importateurs de vos marchandises. La section 5 du présent document contient des orientations à ce sujet.
- **Étape n° 4: déterminez la méthode de surveillance pour chaque paramètre** de la liste.
 - Pour les **quantités de combustibles et de matières** (y compris les précurseurs) utilisées, soit vous disposez d'instruments de mesure qui vous indiquent la quantité consommée au cours de la période de déclaration (par exemple convoyeurs de pesage, débitmètres, compteurs de chaleur, etc.), soit vous pouvez déterminer la quantité consommée à partir des données d'achat et des mesures des stocks à la fin de chaque période.

¹⁴ Les émissions (intrinsèques) spécifiques désignent les émissions d'une tonne de la matière en question.

- Pour les **facteurs de calcul** (la teneur en carbone du combustible ou de la matière, par exemple), soit vous optez pour une «valeur standard» définie dans la littérature applicable (en particulier les inventaires nationaux de gaz à effet de serre publiés dans le cadre de la CCNUCC/l'accord de Paris) ou à l'annexe VIII du règlement d'exécution, soit vous les déterminez à l'aide d'analyses de laboratoire (l'annexe III, section B.5, du règlement d'exécution contient des règles complémentaires à ce sujet).
- En ce qui concerne la mesure continue des émissions, la mesure des flux thermiques et la mesure de l'électricité, vous devez également définir les **instruments à utiliser**, ainsi que les mesures d'étalonnage et de maintenance applicables.
- Dans certains cas, il est nécessaire de définir des **méthodes d'estimation**, ou des **méthodes indirectes** fondées sur des corrélations connues entre les paramètres de mesure.
- En tout dernier recours, à défaut d'autres méthodes disponibles pour surveiller les émissions intrinsèques de vos marchandises, et en particulier si le producteur des précurseurs utilisés ne fournit pas les données nécessaires, vous pouvez utiliser les **valeurs par défaut des émissions intrinsèques** des marchandises couvertes par le MACF (qui incluent tous les précurseurs pertinents) que la Commission publie à cet effet. Le site web de la Commission consacré au MACF contient une liste des marchandises pour lesquelles des valeurs par défaut sont disponibles, tandis que la section 6.9 fournit des orientations complémentaires sur leur utilisation.

Remarque: vous aurez parfois le choix entre différentes méthodes de surveillance (par exemple, si vous disposez de plusieurs instruments de mesure, ou si vous devez choisir entre un mesurage en continu et l'utilisation de bordereaux de livraison par lot, ou choisir entre une méthode fondée sur le calcul et une méthode fondée sur la mesure, etc.). L'annexe III, section A.3, du règlement d'exécution contient des dispositions sur la manière de choisir la source des meilleures données disponibles (c'est-à-dire la plus précise). La section 6.4 du présent document donne des détails à ce sujet.

Dois-je payer un prix du carbone dans mon propre pays ou territoire? Pour garantir un traitement similaire entre les installations qui participent au SEQUE de l'UE et celles situées dans d'autres pays, le paiement d'un prix du carbone dans le pays où une marchandise couverte par le MACF est produite ouvrira droit à une réduction de l'obligation découlant du MACF lors de la période définitive, à compter de 2026. Il s'agit également d'une obligation de déclaration au cours de la période transitoire du MACF (jusqu'à la fin de 2025, donc). Veillez à inclure des informations sur la tarification du carbone dans votre méthode de surveillance, de manière à pouvoir transmettre les informations nécessaires à l'importateur de vos marchandises couvertes par le MACF. Au cours de la période transitoire, il est important de déclarer les prix du carbone en vigueur dans le monde pour que la Commission puisse envisager toute amélioration éventuelle en la matière dans la législation relative au MACF.

Si votre installation est soumise à un prix du carbone, vous devrez obtenir des informations sur le prix du carbone dû, de manière à pouvoir l'attribuer aux processus de production et aux catégories de marchandises couvertes par le MACF de la même manière que vous attribuez des émissions aux marchandises. Vous devez prendre en considération le prix du carbone *effectif*, c'est-à-dire celui qui tient compte des rabais éventuellement applicables (pour un SEQUE, une allocation à titre gratuit est considérée comme un rabais).

À noter que vous devez obtenir des **informations sur chaque précurseur acheté** si un prix du carbone s'applique dans son pays d'origine. Si le producteur du précurseur ne fournit pas les informations demandées, vous devez considérer que le prix du carbone dû pour le précurseur est égal à zéro.

Le prix du carbone effectif total doit être attribué aux marchandises couvertes par le MACF de la même manière que les émissions intrinsèques spécifiques, c'est-à-dire qu'il doit être **exprimé en euros par tonne de marchandise couverte par le MACF**.

Les règles en matière de communication des informations relatives au prix du carbone dû sont énoncées à l'article 7 du règlement d'exécution. La section 6.10 du présent document contient des orientations détaillées à ce sujet. **Rassembler la documentation relative à la méthode de surveillance**

À ce stade, vous avez dressé la liste de toutes les méthodes de surveillance applicables à toutes les matières ou sources d'émission que vous devez surveiller tout au long de l'année. Rassemblez toutes ces informations dans un document écrit (le «manuel de gestion du MACF» de votre installation) pour que la méthode puisse être appliquée de manière cohérente au cours des prochaines années. Faites-le de manière systématique (en dressant la liste de tous les instruments de mesure, de tous les intervalles de lecture, de toutes les sources de données correspondant aux valeurs standard, par exemple). Il est également conseillé d'utiliser un diagramme pour indiquer tous les instruments, points d'échantillonnage, etc. nécessaires dans l'installation.

Pour élaborer cette documentation relative à la méthode de surveillance, respectez le principe directeur selon lequel la documentation doit être suffisamment claire et transparente pour permettre à une personne indépendante, ayant certaines connaissances en matière de surveillance des GES, de comprendre la méthode de surveillance. Elle doit être suffisamment détaillée pour faire office d'instructions au personnel de l'installation chargé d'exécuter toutes les tâches nécessaires afin de déterminer les émissions intrinsèques des marchandises. Elle doit donc également décrire les étapes du calcul applicables ainsi que tous les facteurs de calcul qui ne sont pas déterminés au moyen d'analyses.

La section 6.4 du présent document contient des informations sur l'élaboration d'une documentation relative à la méthode de surveillance. Il peut également être utile de comparer la méthode de surveillance au «modèle de communication» fourni par la Commission (voir point 8 ci-dessous). Les exigences de ce modèle en matière de données pourraient vous servir à vérifier l'exhaustivité de la documentation.

En outre, la documentation relative à la méthode de surveillance doit prévoir des mesures de contrôle du flux de données, depuis les données primaires jusqu'aux émissions intrinsèques spécifiques finales. Ces mesures doivent être adaptées aux risques d'erreur et devraient prévoir des contrôles fréquents par une personne indépendante, une comparaison des données issues de sources différentes, des contrôles de cohérence des séries chronologiques, etc. La section 6.4.6 du présent document contient plus d'orientations à ce sujet. **Assurer la surveillance pendant toute la période de déclaration**: toutes les étapes décrites jusqu'à présent ne doivent être réalisées qu'une seule fois, dans le cadre de la préparation de votre installation et du personnel aux tâches de surveillance; ce point et le suivant, en revanche, devront être appliqués sans interruption au cours des prochaines années.

Acquittez-vous des tâches de surveillance définies dans la documentation relative à la méthode de surveillance. Régulièrement, effectuez des relevés des compteurs de combustibles, dressez l'inventaire des matières consommées ou produites, prélevez des échantillons de combustibles ou de matières à des fins d'analyse, assurez la maintenance,

le contrôle et l'étalonnage des instruments de mesure, etc. Collectez les informations nécessaires, calculez les émissions et mettez en œuvre toutes les mesures de contrôle et d'assurance de la qualité applicables définies dans la documentation.

En outre, au moins une fois par période de déclaration, revoyez la documentation relative à la méthode de surveillance et assurez-vous qu'elle est toujours exacte et pertinente. Par exemple, correspond-elle toujours aux technologies utilisées dans l'installation? La liste des marchandises produites est-elle toujours à jour? De nouveaux combustibles ou matières entrent-ils en ligne de compte? D'autres méthodes (plus précises) de surveillance sont-elles possibles? Comment réduire le risque d'erreurs dans le flux de données? Chaque changement, chaque amélioration doit être consigné(e) dans la documentation relative à la méthode de surveillance, et seule la dernière version de cette documentation doit être utilisée. Vous pouvez également, de votre propre initiative, faire appel à un vérificateur de GES tiers pour recenser les lacunes de votre méthode de surveillance et y apporter des améliorations. Enfin, **communiquez les données relatives aux émissions intrinsèques de vos marchandises couvertes par le MACF aux importateurs de l'UE** à qui incombe l'obligation de déclaration au titre du règlement MACF. Comme vous pouvez vendre vos marchandises à une multitude de clients, le nombre d'importateurs de l'UE tenus de vous demander ces informations peut être important. Pour garantir la communication la plus efficace possible, la Commission met à disposition un modèle commun qui peut être utilisé à cette fin.

L'utilisation de ce modèle est facultative, mais elle **simplifie grandement la communication** entre les parties. Il est possible que vos clients soient établis dans différents États membres et parlent différentes langues, ou qu'ils se procurent eux-mêmes des marchandises couvertes par le MACF auprès de plusieurs fournisseurs établis dans des pays différents. Le modèle offre un format de déclaration commun, de sorte que le même type d'informations se retrouvera toujours dans le même champ et la signification de chaque champ sera également limpide.

Lorsque la période de déclaration que vous avez choisie prend fin (à la fin d'une année civile, par exemple), **rassemblez les données que vous avez surveillées pendant toute la période**, déterminez les émissions attribuées de chaque processus de production et divisez-les par le «niveau d'activité» correspondant (c'est-à-dire la quantité totale, en tonnes, de marchandises de la catégorie correspondante couverte par le MACF produite au cours de la période de déclaration) afin de connaître **les émissions intrinsèques spécifiques de la marchandise**. Il s'agit du paramètre principal qui intéresse l'importateur de l'UE (en plus des paramètres de qualification supplémentaires évoqués au point 4, étape n° 3, ci-dessus). Tant que vous n'aurez pas rassemblé toutes les données de la période de déclaration suivante, utilisez ces données relatives aux émissions intrinsèques (à l'aide du modèle que vous avez complété pour la période) et transmettez-les à tous vos clients qui en ont besoin aux fins du MACF.

Le modèle est disponible sur le site web de la Commission européenne consacré au MACF. Il a été élaboré dans le respect des règles énoncées à l'annexe IV du règlement d'exécution sur le contenu de la communication recommandée des exploitants d'installations aux déclarants. Pour en savoir plus sur la manière de rassembler les informations utiles pour les importateurs et d'utiliser le modèle, consultez la section 6.11 du présent document et le modèle lui-même.

Que se passera-t-il après la période transitoire?

La période définitive du MACF débutera en 2026. Cela signifie qu'à partir du 1^{er} janvier 2026, les importateurs seront soumis à une «obligation» au titre du MACF, sous la forme de certificats qu'ils achèteront au prix moyen des quotas du SEQE de l'UE, pour chaque marchandise couverte par le MACF importée dans l'UE. Cette obligation sera introduite progressivement à partir de 2026, pour couvrir de plus en plus d'émissions intrinsèques. Il faudra attendre 2034 pour que toutes les émissions intrinsèques soient couvertes¹⁵.

¹⁵ La Commission élaborera et publiera la formule de calcul exacte à un stade ultérieur.

4 LE MÉCANISME D'AJUSTEMENT CARBONE AUX FRONTIÈRES

4.1 Présentation du MACF

Le mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF) est un instrument de politique environnementale conçu pour contribuer aux ambitions climatiques de l'UE, à savoir une réduction nette des émissions de gaz à effet de serre (GES) d'au moins 55 % d'ici 2030 et la neutralité climatique en 2050 au plus tard.

Le MACF complète le système d'échange de quotas d'émission (SEQE) de l'UE, récemment consolidé dans le cadre du paquet «Ajustement à l'objectif 55». Dans le SEQE de l'UE, les exploitants d'installations produisant des marchandises à forte intensité d'émissions restituent des quotas d'émission pour chaque tonne équivalent CO₂ émise. Le nombre de quotas achetés aux enchères ou sur le marché secondaire ne cessant d'augmenter, les producteurs supportent un «prix du carbone»¹⁶ pour leurs émissions de GES. Or, dans les pays tiers, la plupart des exploitants n'ont pas la même obligation, et cet avantage concurrentiel expose les produits européens à un risque de fuite de carbone, c'est-à-dire une délocalisation en dehors de l'UE.

Avant la mise en place du MACF, pour atténuer le risque de fuite de carbone, les secteurs industriels concernés recevaient une partie de leurs quotas gratuitement («allocation à titre gratuit») dans le cadre de SEQE de l'UE. Avec l'introduction du MACF, l'allocation à titre gratuit sera progressivement abandonnée, à mesure que le MACF entrera en vigueur. Plutôt que de réduire les coûts du carbone pour les exploitants de l'UE, le MACF permet de soumettre les importateurs de marchandises originaires de pays tiers aux mêmes coûts du carbone pour les «émissions intrinsèques» des marchandises importées. Ce principe directeur général, commun au SEQE de l'UE et au MACF, vise à traiter de manière équivalente les exploitants de l'UE et les exploitants de pays tiers qui exportent vers l'UE pour les encourager à réduire leurs émissions.

Le MACF ne cible pas des pays, mais bien les émissions de carbone intrinsèques des produits importés dans l'UE dans des secteurs spécifiques qui entrent dans le champ d'application du SEQE de l'UE et qui sont les plus exposés au risque de fuite de carbone. Ces secteurs sont: le ciment, la fonte, le fer et l'acier, l'aluminium, les engrais, l'hydrogène et l'électricité. Sont également visés certains précurseurs et certains produits en aval dans les secteurs précités (ci-après les «marchandises couvertes par le MACF»). Pour une liste complète des marchandises couvertes par le MACF par secteur, voir la section 5 du présent document.

Le MACF sera mis en place progressivement en respectant le calendrier suivant:

- **période transitoire** (du 1^{er} octobre 2023 au 31 décembre 2025):
«phase d'apprentissage» au cours de laquelle les importateurs de marchandises couvertes par le MACF doivent déclarer une série de données, dont les émissions intrinsèques de leurs marchandises, *sans ajustement financier* à ce stade. Néanmoins, des amendes pourront être infligées, en cas de non-présentation des *rapports MACF trimestriels* requis, par exemple;

¹⁶ Plus précisément, un prix à payer pour le CO₂ ou tout autre gaz à effet de serre équivalent émis.

- **période définitive** (à partir du 1^{er} janvier 2026):
 - de 2026 à 2033, les émissions intrinsèques des marchandises couvertes par le MACF seront progressivement soumises à l'obligation découlant dudit mécanisme, à mesure que l'allocation à titre gratuit du SEQE de l'UE sera abandonnée;
 - à partir de 2034, les émissions intrinsèques des marchandises couvertes par le MACF seront intégralement couvertes par les certificats MACF et aucune allocation à titre gratuit ne sera accordée à ces marchandises dans le cadre du SEQE de l'UE.

En ce qui concerne la période définitive, le MACF est conçu pour refléter le coût des émissions dans le cadre du SEQE de l'UE:

- les exploitants de l'UE payeront le prix du CO₂ pour leurs émissions et restitueront les quotas dans le cadre du SEQE de l'UE; et
- les importateurs de marchandises couvertes par le MACF dans l'UE restitueront les certificats MACF qui se rapprochent le plus de la situation du SEQE de l'UE, que ce soit au niveau des règles en matière de surveillance, de déclaration et de vérification ou du prix des certificats.

Le MACF a été conçu dans le respect des règles de l'Organisation mondiale du commerce (OMC) et des autres obligations internationales de l'UE et s'applique de la même manière aux importations en provenance de tous les pays tiers¹⁷.

Le présent document couvre uniquement les exigences applicables pendant la période transitoire.

L'objectif de cette période est de tirer des enseignements et de définir les méthodes appropriées de surveillance, de déclaration et de vérification en dehors de l'UE, ainsi que de mettre en place les institutions et les systèmes informatiques au sein de l'UE.

4.2 Définitions et émissions couvertes par le MACF

L'encadré ci-dessous indique les principales sections du règlement d'exécution dans lesquelles sont définis les termes utilisés dans le MACF.

Références dans le règlement d'exécution

Règlement (UE) 2023/956 relatif au MACF, chapitre I, article 3 (Définitions) et annexe IV (Définitions).

Annexe II, section 1 (Définitions), sous-section A.1. Définitions.

Une liste des abréviations et des définitions utilisées est également fournie en annexe du présent document.

¹⁷ La seule exception étant les marchandises en provenance de pays qui participent au SEQE de l'UE (l'Islande, la Norvège et le Liechtenstein) ou qui disposent d'un système d'échange de quotas lié au SEQE de l'UE (la Suisse). Les producteurs de ces pays font face au même prix du carbone que dans l'UE.

Les termes suivants sont fréquemment utilisés dans le présent document:

- **«tonne équivalent CO₂»**: une tonne métrique de dioxyde de carbone («CO₂»), ou une quantité de tout autre gaz à effet de serre repris à l'annexe I du règlement MACF recelant un potentiel de réchauffement planétaire équivalent (équivalent CO₂);
- **«émissions directes»**: les émissions résultant des processus de production des marchandises, y compris les émissions résultant de la production du chauffage et du refroidissement consommée lors des processus de production, quel que soit le lieu de production du chauffage et du refroidissement;
- **«émissions indirectes»**: les émissions résultant de la production de l'électricité consommée lors des processus de production des marchandises, quel que soit le lieu de production de l'électricité consommée;
- **«émissions intrinsèques»**: les émissions émises lors de la production de marchandises, y compris les émissions intrinsèques des précurseurs pertinents consommés lors du processus de production;
- **«précurseur pertinent»**: une marchandise simple ou complexe dont les émissions intrinsèques ne sont pas égales à zéro et qui est recensée dans les limites du système pour le calcul des émissions intrinsèques d'une marchandise complexe;
- **«marchandises simples»**: les marchandises produites dans le cadre d'un processus de production nécessitant exclusivement des matières entrantes et des combustibles à émissions intrinsèques nulles;
- **«marchandises complexes»**: les marchandises autres que les marchandises simples;
- **«émissions intrinsèques spécifiques»**: les émissions intrinsèques d'une tonne de marchandises, exprimées en tonnes équivalent CO₂ émises par tonne de marchandises;
- **«émissions intrinsèques spécifiques»**: les émissions intrinsèques d'une tonne de marchandises, exprimées en tonnes équivalent CO₂ émises par tonne de marchandises;
- **«processus de production»**: les procédés chimiques et physiques mis en œuvre dans les parties d'une installation afin de produire des marchandises relevant d'une catégorie agrégée de marchandises définie dans le tableau 1 de la section 2 de l'annexe II du règlement d'exécution, et ses limites du système spécifiées en ce qui concerne les intrants, les extrants et les émissions s'y rapportant;
- **«catégorie agrégée de marchandises»**: notion définie *implicitement* dans le règlement d'exécution, qui recense les catégories agrégées de marchandises pertinentes et toutes les marchandises désignées par leurs codes NC dans le tableau 1 de la section 2 de l'annexe II;
- **«mode de production»**: une technique spécifique employée dans un processus de production pour produire des marchandises relevant d'une catégorie agrégée de marchandises. Un processus de production se rapporte généralement à un groupe de marchandises produites couvertes par le MACF (les «catégories agrégées de marchandises»). Néanmoins, dans certains cas, plusieurs modes de production sont possibles pour produire ces marchandises.

4.3 Période transitoire

Le Table 4-1 contient une synthèse des éléments clés de la période transitoire.

Tableau 4-1: Période transitoire – éléments clés

Durée	Du 1 ^{er} octobre 2023 au 31 décembre 2025.
Règles en matière de surveillance, de déclaration et de vérification	Règlement d'exécution (UE) 2023/1773
Déclaration des émissions indirectes	Obligatoire pour toutes les marchandises couvertes par le MACF.
Valeurs par défaut pour la déclaration des émissions intrinsèques	Valeurs mondiales (sauf pour l'électricité). Utilisation permise pour les précurseurs de marchandises complexes qui représentent jusqu'à 20 % de ladite marchandise. Utilisation obligatoire pour les importations d'électricité et pour les émissions indirectes, sauf si certains critères sont remplis.
Souplesse par rapport aux règles en matière de surveillance, de déclaration et de vérification	L'application de règles issues d'autres systèmes (tiers) de tarification ou de déclaration du carbone est autorisée pour les exploitants d'installations jusqu'à la fin de 2024, si celles-ci couvrent les mêmes émissions et garantissent une précision similaire. Les importateurs peuvent utiliser d'autres méthodes (d'estimation) jusqu'au 31 juillet 2024.
Fréquence de déclaration	Mensuelle (importateurs)
Vérification des données déclarées	Non requise. Les exploitants et les importateurs doivent s'efforcer de déclarer les données de la manière la plus exacte et complète possible. Si une vérification est faite, il convient de l'indiquer dans le rapport.
Restitution des certificats MACF	Non requise.

4.3.1 Rôles clés en matière de déclaration

Le «**déclarant**»¹⁸ est l'entité responsable de la déclaration des émissions intrinsèques des marchandises importées. En principe, il s'agit de l'«**importateur**». Néanmoins, dans les faits, il existe différentes options en fonction de la personne qui dépose la déclaration en douane. Lorsque différents acteurs interviennent dans le processus d'importation, il importe de garder à l'esprit que chaque tonne de marchandise importée relève de *la responsabilité d'un et d'un seul déclarant*, pour que celle-ci ne soit ni déclarée deux fois ni non déclarée.

Conformément aux possibilités prévues dans le code des douanes de l'Union (CDU¹⁹), le déclarant peut être²⁰:

- l'**importateur qui dépose une déclaration en douane** de mise en libre pratique de marchandises en son nom propre et pour son propre compte;
- la **personne autorisée** à déposer une déclaration en douane telle que visée à l'article 182, paragraphe 1, du CDU, qui déclare l'importation de marchandises; ou
- le **représentant en douane indirect** lorsque la déclaration en douane est déposée par un représentant en douane indirect désigné conformément à l'article 18 du CDU, lorsque l'importateur est établi en dehors de l'Union ou lorsque le représentant en douane indirect a consenti à s'acquitter des obligations de déclaration conformément à l'article 32 du règlement MACF.

Le déclarant doit présenter à la Commission européenne un «rapport MACF» trimestriel²¹ par l'intermédiaire du **registre transitoire MACF**, au plus tard à la fin du mois qui suit la fin dudit trimestre. Ce rapport contient les informations décrites à l'annexe I du règlement d'exécution sur les marchandises importées dans l'UE au cours du trimestre. À noter que des exigences particulières s'appliquent, notamment en ce qui concerne la date d'importation, dans le cadre du régime douanier de «perfectionnement actif» (voir section 4.3.5).

L'**exploitant d'une installation** qui produit des marchandises couvertes par le MACF en dehors de l'UE assume, après le déclarant, le deuxième rôle clé dans le fonctionnement du MACF. Les exploitants d'installations ont un accès direct aux informations relatives aux émissions de leurs installations. À ce titre, ils sont responsables **de la surveillance et de la déclaration des émissions intrinsèques des marchandises** qu'ils produisent et exportent vers l'UE.

Les **vérificateurs tiers** auront un rôle primordial à jouer au cours de la période définitive. Au cours de la période transitoire, toutefois, la vérification reste tout à fait facultative et les exploitants d'installations peuvent y recourir pour améliorer la qualité de leurs données ou se préparer aux exigences qui seront d'application à la période définitive.

¹⁸ Dans le règlement d'exécution, ce terme est utilisé dans les deux cas, que l'importateur ou son représentant en douane indirect soit responsable de la déclaration MACF.

¹⁹ Règlement (UE) n° 952/2013, version consolidée: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2013/952/2022-12-12?locale=fr>

²⁰ Article 2, paragraphe 1, du règlement d'exécution.

²¹ Article 35 du règlement MACF.

Par ailleurs, **l'autorité compétente de l'État membre** dans lequel le déclarant est établi joue un rôle crucial. C'est elle qui doit faire appliquer certaines dispositions du règlement MACF, comme l'examen des rapports MACF pour s'assurer que chaque déclarant a transmis des rapports trimestriels complets et corrects et pour appliquer des amendes, le cas échéant, conformément au règlement d'exécution.

La Commission européenne (ci-après, également, la «**Commission**») tient le registre transitoire MACF, évalue la mise en œuvre globale du MACF pendant la période transitoire en vérifiant les informations contenues dans les rapports MACF trimestriels, affine la législation en vue de la période définitive et coordonne les autorités compétentes au sein des États membres. En outre, elle gère un site web consacré au MACF, sur lequel elle met à disposition d'autres documents d'orientation, des modèles de déclaration, du matériel de formation ainsi que le portail du registre transitoire MACF (appelé à être mis à jour pour devenir le registre MACF lors de la période définitive).

4.3.2 Que devez-vous surveiller (en tant qu'exploitant)?

Tout d'abord, vous devez surveiller les **émissions directes** de l'installation. La surveillance des émissions d'une installation n'est toutefois que la première étape visant à déterminer les émissions intrinsèques d'un produit. Si une installation produit plusieurs produits différents, les émissions doivent également être **attribuées de façon appropriée aux différents produits**. Compte tenu des règles particulières relatives à l'attribution des émissions aux marchandises, il est également nécessaire de déterminer certains flux thermiques (vapeur, eau chaude, etc.) entrant et sortant de l'installation et circulant entre les processus de production concernés. Il en va de même pour les gaz résiduels (les gaz de haut-fourneau dans le secteur de la fonte, du fer et de l'acier, par exemple). La chaleur et les gaz résiduels contribuent l'un comme l'autre aux émissions directes.

Vous devez également surveiller et déclarer au(x) déclarant(s) les quantités de matières entrantes qui sont elles-mêmes responsables d'émissions intrinsèques (les «précurseurs pertinents», qui sont eux-mêmes des marchandises couvertes par le MACF) utilisées au cours de la fabrication, et déterminer les **émissions intrinsèques de ces précurseurs**. Lorsque vous achetez des précurseurs pour produire d'autres marchandises couvertes par le MACF, vous devez recevoir de la part du fournisseur de ces précurseurs des informations sur les émissions intrinsèques.

Les **émissions indirectes** résultant de la production de l'électricité consommée au cours de la production de toutes les marchandises couvertes par le MACF doivent elles aussi être surveillées aux fins du MACF²² et attribuées aux marchandises produites. Dans ce cas également, il y a lieu d'inclure les émissions intrinsèques des précurseurs.

À noter que seules les émissions directes sont pertinentes pour l'électricité importée dans l'UE en tant que marchandise à part entière. Le traitement de l'électricité en tant que marchandise couverte par le MACF est abordé plus en détail à la section 7.6.

²² Au cours de la période transitoire, les émissions indirectes de *toutes* les marchandises couvertes par le MACF doivent être surveillées et déclarées, y compris les émissions intrinsèques indirectes des précurseurs. Lors de la période définitive, en revanche, les émissions indirectes ne seront incluses que pour certains produits (les marchandises énumérées à l'annexe II du règlement MACF).

Des explications sur la manière de déterminer ces émissions intrinsèques et de définir les limites du système sont fournies dans les sections 5.2 et 5.

Enfin, vous devez **communiquer aux importateurs le prix du carbone dû pour la production de la marchandise dans leur propre pays ou territoire, le cas échéant**. Il s'agit du prix du carbone par tonne équivalent CO₂, et de la quantité de quotas alloués à titre gratuit ou toute autre aide financière, compensation ou rabais accordé par tonne de produit pertinent aux fins du MACF. Dans le cas de marchandises complexes, notamment, les coûts du carbone dus par les producteurs de précurseurs devraient également être pris en considération.

4.3.3 Périodes de déclaration pour les exploitants et les importateurs

La **période de déclaration** est la période de référence pour déterminer les émissions intrinsèques. Les exploitants et les importateurs n'ont pas les mêmes périodes de déclaration.

Exploitants d'installation

Pour les exploitants, la période de déclaration par défaut est de douze mois, ce qui vous permet de collecter des données représentatives du fonctionnement annuel de l'installation.

Cette période de douze mois peut correspondre:

- à une **année civile** – c'est l'option par défaut; ou
- à un **exercice financier** – si cela se justifie par le fait que les données d'un exercice financier sont plus précises, ou pour éviter un coût excessif; par exemple, lorsque la fin de l'exercice financier coïncide avec l'inventaire annuel des combustibles et des matières.

Une période de douze mois est considérée comme représentative, car elle tient compte des variations saisonnières inhérentes au fonctionnement d'une installation, ainsi que de toute période de perturbation du processus résultant des arrêts et des démarrages annuels annoncés (pour l'entretien, par exemple). Une année complète permet également de réduire les lacunes dans les données, par exemple en effectuant des relevés de part et d'autre des points de données périodiques manquants.

Vous pouvez toutefois choisir une autre période de déclaration, couvrant au minimum trois mois, si l'installation participe à un système éligible de surveillance, de déclaration et de vérification et si la période coïncide avec les exigences dudit système. Par exemple:

- un système obligatoire de tarification du carbone (un système d'échange de quotas d'émission, un impôt, une redevance ou une taxe carbone) ou un système de déclaration des GES assorti d'une obligation de conformité. Dans ce cas, la période de déclaration de ce système peut être utilisée, pour autant qu'elle couvre au minimum trois mois; ou
- la surveillance et la déclaration dans le cadre d'un autre système de surveillance (un projet de réduction des émissions de GES, qui comporte une vérification par un vérificateur accrédité, par exemple). Dans ce cas, la période de déclaration des règles applicables en matière de surveillance, de déclaration et de vérification peut être utilisée, pour autant qu'elle couvre au minimum trois mois.

Dans tous les cas ci-dessus, les émissions intrinsèques directes et indirectes des marchandises devraient être calculées en tant que **moyenne de la période de déclaration** choisie.

Pour que des données représentatives puissent être déclarées dès le début de la période transitoire, les exploitants devraient s'efforcer de partager avec les importateurs, dans le premier rapport trimestriel (janvier 2024), une année complète de données couvrant 2023. Pour ce faire, vous devriez:

- recueillir des données sur les émissions et des données d'activité dès le début de la période transitoire, en couvrant la plus grande partie possible de 2023. Pour la période antérieure au début de la surveillance des émissions réelles²³, vous devriez proposer des estimations fondées sur les meilleures données disponibles (par exemple, en s'aidant des protocoles de production, de calculs rétroactifs fondés sur des corrélations connues entre des données connues et les émissions s'y rapportant, etc.);
- commencer à recueillir des données sur le dernier trimestre de 2023 pour vous préparer à déclarer une année complète de données aux importateurs, si possible, et ce dès le début de janvier 2024.

Compte tenu de ce qui précède, vous devriez dès lors commencer à préparer votre méthode de surveillance le plus tôt possible et essayer de lancer la surveillance effective dès que possible après le 1^{er} octobre 2023. Vous devriez partager avec les importateurs vos émissions intrinsèques dès que celles-ci sont connues, à la fin de chaque trimestre.

Importateurs

Au cours de la période transitoire, la période de déclaration des importateurs («déclarants») correspond à un trimestre, les rapports devant être présentés dans un délai d'un mois.

- Le premier rapport trimestriel couvre la période d'octobre à novembre 2023, et le rapport doit être présenté au registre transitoire MACF au plus tard le 31 janvier 2024.
- Le dernier rapport trimestriel couvre la période d'octobre à novembre 2025, et le rapport doit être présenté au registre transitoire MACF au plus tard le 31 janvier 2026.

Le rapport trimestriel devrait faire la synthèse des émissions intrinsèques des marchandises importées au cours du trimestre précédent de l'année civile, en distinguant les émissions directes et indirectes, ainsi que tout prix du carbone dû en dehors de l'UE. Pour déterminer la date à laquelle une marchandise a été importée, c'est la «**mise sur le marché**» (c'est-à-dire le dédouanement par les autorités douanières) qui est pertinente. Cette règle est particulièrement importante pour les marchandises placées sous le régime du «**perfectionnement actif**» (voir section 4.3.5).

Les exploitants et les importateurs n'ayant pas les mêmes calendriers de déclaration, les importateurs devront utiliser les dernières données relatives aux émissions intrinsèques communiquées par les exploitants d'installation dans leurs rapports MACF trimestriels. Par exemple, pour un exploitant dont la période de déclaration correspond à une année civile, un importateur qui remplit un rapport MACF trimestriel pour l'un des quatre

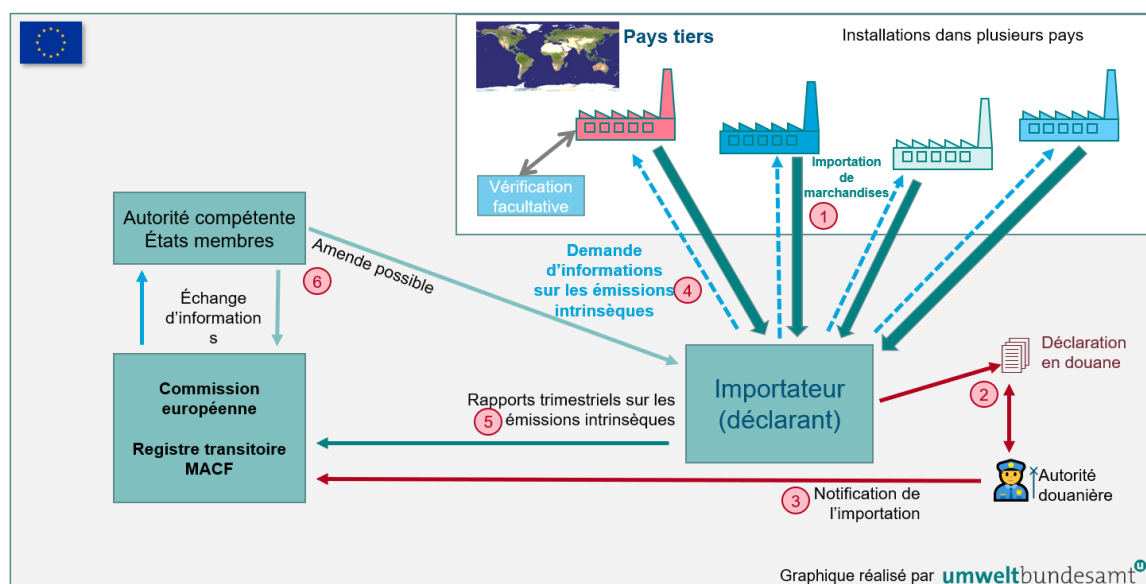
²³ Il s'agira du cas le plus fréquent, sauf lorsqu'un système éligible de surveillance, de déclaration et de vérification est déjà en place.

trimestres de 2025 devra utiliser les informations sur les émissions intrinsèques spécifiques de la marchandise se rapportant à l'année civile 2024 dans sa déclaration, ainsi qu'elles lui ont été communiquées par l'exploitant. Autrement dit, si la marchandise a été produite par un exploitant en décembre 2024 et importée dans l'UE par un importateur en janvier 2025, cet importateur devra inclure dans son rapport MACF du premier trimestre les émissions intrinsèques spécifiques de cette marchandise pour l'année civile 2024. Si les données pour 2024 ne sont pas encore disponibles à la fin janvier 2025, il est possible d'utiliser les données sur les émissions intrinsèques spécifiques de 2023 dans le rapport MACF du premier trimestre. Un cas différent pourrait être celui d'un exploitant soumis à une obligation de conformité au titre d'un système éligible de surveillance, de déclaration et de vérification, prévoyant une période de déclaration plus courte qu'une année civile, mais couvrant au minimum trois mois. Par exemple, si la période de déclaration couvre trois mois, l'importateur peut utiliser les données de l'exploitant relatives au premier trimestre dans son rapport MACF du deuxième trimestre, et ainsi de suite.

Remarque: un rapport MACF qui a été présenté peut toujours être corrigé²⁴ jusqu'à deux mois après la fin du trimestre de déclaration. C'est le cas, par exemple, lorsque l'importateur reçoit des données plus précises sur les émissions intrinsèques après la date limite de déclaration. La Commission a conscience des difficultés liées à la mise en place des systèmes de surveillance, de déclaration et de vérification en temps voulu; c'est pourquoi, dans le règlement d'exécution, elle permet une période de correction plus longue pour les deux premiers rapports trimestriels, jusqu'à la date limite de présentation du troisième rapport trimestriel. Les rapports attendus pour le 31 janvier et le 30 avril 2024 pourront ainsi être corrigés jusqu'au 31 juillet 2024.

4.3.4 Gouvernance du MACF

Figure 4-1: vue d'ensemble des responsabilités en matière de déclaration au cours de la période transitoire du MACF



²⁴ Article 9 du règlement d'exécution.

Pour une explication des numéros (liés à la séquence des opérations), voir ci-dessous.

Comme le montre le schéma à la Figure 4-1, le système de gouvernance et l'organisation des tâches au cours de la période transitoire du MACF se présentent comme suit (la numérotation des paragraphes correspond à la numérotation en rouge dans la figure):

1. l'importateur (déclarant) réceptionne des marchandises couvertes par le MACF expédiées depuis plusieurs installations, éventuellement établies dans différents pays tiers;
2. pour chaque importation, l'importateur dépose la déclaration en douane habituelle. Les autorités douanières de l'État membre concerné vérifient et dédouanent l'importation, comme d'habitude;
3. les autorités douanières (ou le système informatique utilisé) notifient cette importation à la Commission européenne (à l'aide du registre transitoire MACF). Ces informations peuvent alors servir à vérifier l'exhaustivité et l'exactitude des rapports MACF trimestriels;
4. le déclarant demande aux exploitants les informations nécessaires sur les émissions intrinsèques spécifiques des marchandises importées couvertes par le MACF (dans les faits, des opérateurs intermédiaires peuvent intervenir et doivent alors transmettre la demande à l'exploitant de l'installation qui a produit les marchandises couvertes par le MACF). L'exploitant transmet les informations demandées, si possible à l'aide du modèle prévu à cet effet mis à disposition par la Commission. Les informations peuvent être vérifiées par un vérificateur tiers, à titre facultatif;
5. le déclarant est alors en mesure de présenter le rapport MACF trimestriel au registre transitoire MACF;
6. la Commission et les autorités compétentes des États membres procèdent à un échange d'informations. La Commission indique (sur la base des informations transmises par les autorités douanières) quels déclarants sont tenus de présenter des rapports MACF. En outre, la Commission peut réaliser des contrôles des rapports par sondage et vérifier s'ils sont complets en les comparant aux informations transmises par les autorités douanières. Si elle constate des irrégularités, la Commission en informe l'autorité compétente. Cette dernière agit en conséquence, généralement en contactant l'importateur et en lui demandant de rectifier l'irrégularité ou de présenter le rapport MACF manquant. Si le déclarant ne corrige pas les erreurs, l'autorité compétente peut, en dernier ressort, infliger une sanction (financière);
7. (étape non représentée dans la figure, pas prévue dans la législation, mais dans l'intérêt de l'importateur): pour éviter pareils problèmes à l'avenir, l'importateur qui se voit infliger une sanction devrait informer l'exploitant du ou des problèmes constatés par la Commission ou par l'autorité compétente afin qu'il y remédie pour les rapports suivants.

4.3.5 *Perfectionnement actif*

Le code des douanes de l'Union définit plusieurs régimes particuliers. Dans le régime du «perfectionnement actif»²⁵, une marchandise est importée dans l'UE afin d'y être transformée, sans être soumise aux droits à l'importation et à la TVA. Après les opérations de transformation, les produits transformés ou les marchandises importées originales peuvent être soit réexportés soit mis en libre pratique dans l'UE. Ce dernier cas comporte l'obligation d'acquitter des droits à l'importation et des taxes ainsi que l'application de mesures de politique commerciale.

Ce principe s'étend au MACF: en cas de réexportation, les marchandises placées sous le régime du perfectionnement actif ne sont pas soumises à l'obligation de déclaration au titre du MACF. Néanmoins, si les marchandises couvertes par le MACF font l'objet d'une mainlevée sur le marché de l'UE après le perfectionnement actif, que ce soit en tant que marchandises originales ou en tant que marchandises transformées, alors elles sont soumises à une obligation de déclaration au titre du MACF.

Pour les marchandises effectivement importées après avoir été placées sous le régime du perfectionnement actif, la période pour laquelle elles doivent être incluses dans le rapport MACF dépend de la date de mise en libre pratique au sein de l'UE. Pour cette raison, il peut parfois arriver que des marchandises doivent être déclarées dans le cadre du MACF, alors qu'elles ont été placées sous le régime du perfectionnement actif avant le 1^{er} octobre 2023.

L'article 6 du règlement d'exécution prévoit certaines exigences de déclaration spéciales aux fins des rapports MACF trimestriels pour les marchandises mises en libre pratique après avoir été placées sous le régime de perfectionnement actif:

- si les marchandises n'ont pas été modifiées au cours du perfectionnement actif, les quantités de marchandises couvertes par le MACF dont la mainlevée a été donnée et les émissions intrinsèques correspondant à ces quantités doivent être déclarées; les valeurs sont les mêmes que pour les marchandises placées sous le régime du perfectionnement actif. Le rapport mentionne également le pays d'origine et les installations dans lesquelles les marchandises ont été produites, lorsqu'elles sont connues;
- si les marchandises ont été modifiées, et que le produit résultant du perfectionnement actif ne correspond plus à une marchandise couverte par le MACF, les quantités de marchandises originales et les émissions intrinsèques correspondant à ces quantités originales doivent néanmoins être déclarées. Le rapport mentionne également le pays d'origine et les installations dans lesquelles les marchandises ont été produites, lorsqu'elles sont connues;
- si les marchandises ont été modifiées, et que le produit résultant du perfectionnement actif est une marchandise couverte par le MACF, les quantités et les émissions intrinsèques des marchandises dont la mainlevée a été donnée doivent être déclarées. Si le perfectionnement actif intervient dans une installation couverte par le SEQUE de l'UE, le prix du carbone dû doit également être déclaré. Le rapport mentionne également le pays d'origine et les installations dans lesquelles les marchandises ont été produites, lorsqu'elles sont connues;

²⁵ Voir: https://taxation-customs.ec.europa.eu/customs-4/customs-procedures-import-and-export-0/what-importation/inward-processing_fr

- si l'origine des marchandises placées sous le régime du perfectionnement actif ne peut être définie, les émissions intrinsèques sont calculées sur la base de la moyenne pondérée des émissions intrinsèques de la totalité des marchandises placées sous le régime du perfectionnement actif pour la même catégorie agrégée de marchandises.

5 MARCHANDISES COUVERTES PAR LE MACF ET MODES DE PRODUCTION

La présente section contient des informations sur les règles sectorielles qui s'appliquent pendant la période transitoire dans les secteurs du ciment, de l'hydrogène, des engrais, de la sidérurgie et de l'aluminium. Elle porte sur les caractéristiques des produits couverts par le MACF et sur les modes de production correspondants. La section 6 présente les exigences en matière de surveillance qui s'appliquent à tous les secteurs dans le cadre du MACF. La section 7 apporte des précisions sur les différents secteurs, en particulier des exigences sectorielles en matière de surveillance et de déclaration ainsi que des exemples détaillés pour chaque secteur.

Si le présent document est principalement destiné aux exploitants qui produisent des biens matériels relevant du MACF, la section 7 contient également quelques informations pour les importateurs d'électricité, en tant que marchandise couverte par le MACF (section 7.6).

5.1 Avant-propos

Les sections qui suivent fournissent un aperçu des différents modes de production des marchandises énumérées à l'annexe I du règlement MACF et contiennent des orientations propres à chaque secteur.

Les documents de référence sur les meilleures techniques disponibles (MTD)²⁶ contiennent également des informations supplémentaires sur les processus de production des marchandises.

Diagrammes utilisés dans les sections suivantes.

Dans les graphiques sur les limites du système présentés dans les sections ci-dessous, les **conventions suivantes** s'appliquent:

- les processus de production (pour lesquels une surveillance des émissions directes est nécessaire) sont indiqués dans des rectangles; les matières sont indiquées dans des encadrés aux coins arrondis;
- les processus facultatifs (captage, stockage et utilisation du dioxyde de carbone – CSC/CUC) sont indiqués dans des encadrés bleus. Ces processus ne doivent pas être pris en considération pour déterminer les valeurs par défaut, mais si vous les appliquez (en tant qu'exploitant), les émissions ou réductions d'émissions correspondantes devraient être prises en considération pour déterminer les émissions intrinsèques réelles;
- les matières considérées comme n'étant pas responsables d'émissions intrinsèques sont indiquées dans des encadrés rouges, les matières responsables d'émissions intrinsèques (précurseurs pertinents et produits finaux, c'est-à-dire des marchandises couvertes par le MACF) dans des encadrés verts. Les marchandises

²⁶ Documents de référence MTD (BREF), MTD désignant les «meilleures techniques disponibles» au sens de la directive relative aux émissions industrielles. Les documents en question portent sur la production de ciment, la production de fonte, de fer et d'acier, les produits chimiques inorganiques en grands volumes (en ce compris les engrais), les chlorures alcalins et les métaux non ferreux (y compris l'aluminium et les ferro-alliages). Tous les BREF sont disponibles auprès du Bureau européen de prévention et de réduction intégrées de la pollution (BEPRIP), à l'adresse suivante: <https://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference>.

simples apparaissent dans une police de caractères normale, les marchandises complexes en gras;

- les matières entrantes ne sont pas toutes présentées. Le sont uniquement les matières qui sont pertinentes pour montrer les différences entre les modes de production. Par conséquent, les matières entrantes secondaires, les combustibles en particulier, sont généralement omises pour préserver la lisibilité des graphiques;
- remarque: les processus de captage, stockage et utilisation du dioxyde de carbone sont indiqués à titre d'exemple dans la Figure 5-1 sur la chaîne de valeur du ciment. Pour que les graphiques restent relativement simples, ces processus ne sont plus indiqués pour les autres secteurs, mais ils s'y appliquent de la même manière.

L'électricité en tant que matière entrante n'est indiquée que lorsqu'elle est le «précurseur» principal du processus (en particulier pour les fours électriques à arc et les procédés par électrolyse).

5.2 Identifier les marchandises couvertes par le MACF

La présente section explique comment les marchandises couvertes par le MACF sont définies et identifiées dans le règlement. L'encadré ci-dessous indique les principales sections relatives à la définition et à la déclaration des marchandises couvertes par le MACF, applicables pendant la période transitoire.

Références dans le règlement d'exécution

Annexe II, section 2, tableau 1 (Mise en correspondance des codes NC et des catégories agrégées de marchandises).

Annexe III, section F (Règles pour l'attribution d'émissions d'une installation à des marchandises).

5.2.1 *Caractéristiques des produits*

Le système de classement de la nomenclature combinée (NC)^{27,28} décrit les caractéristiques essentielles des marchandises et sert à identifier les marchandises des secteurs couvertes par le MACF.

Le système de classement des «caractéristiques des produits» selon la NC comprend deux parties: premièrement, un système de numérotation à 4, 6 ou 8 chiffres, correspondant aux différents niveaux de désagrégation des produits; deuxièmement, une courte description textuelle, pour chaque catégorie de produits, de ses caractéristiques essentielles. Les six premiers chiffres sont identiques à ceux du classement selon le système harmonisé (SH) utilisé dans le commerce international, les deux derniers chiffres sont un ajout propre à l'UE.

²⁷ 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).

²⁸ Pour en savoir plus sur les définitions des marchandises selon la NC, voir la base de données RAMON d'Eurostat pour 2022 à l'adresse suivante: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/metadata/classifications>

Les deux parties des caractéristiques des produits sont indiquées dans l'annexe I du règlement MACF; ailleurs dans le texte, la référence peut également être réduite au seul code numérique, à titre indicatif.

5.2.2 *Identifier les marchandises qui relèvent du règlement MACF*

En tant qu'exploitant, vous devriez d'abord déterminer quelles marchandises produites dans votre installation relèvent du champ d'application du MACF. Pour ce faire, vous devriez:

- dresser la liste de toutes les marchandises et de tous les précurseurs de votre installation, qu'ils soient produits dans votre installation ou obtenus en dehors de celle-ci;

Remarque: il peut arriver que la même catégorie de produits s'applique à la fois à la marchandise produite et au précurseur utilisé pour produire cette marchandise. C'est le cas pour les marchandises des secteurs de la sidérurgie, de l'aluminium et des engrais.

- vérifier toute la gamme des marchandises produites et la comparer aux caractéristiques des produits figurant à l'annexe I du règlement MACF;
- à partir de cette comparaison, établir quelles marchandises de la liste, produites dans l'installation, relèvent du champ d'application du MACF.

5.3 **Ciment**

L'encadré ci-dessous indique les sections du règlement d'exécution qui sont applicables à ce secteur pendant la période transitoire du MACF.

Références dans le règlement d'exécution

- **Annexe II**, section 2, tableau 1 (Mise en correspondance des codes NC et des catégories agrégées de marchandises).
 - **Annexe II**, section 3 (Modes de production, limites du système et précurseurs pertinents), et plus précisément les sous-sections: 3.2 (Argile calcinée), 3.3 (Ciments non pulvérisés dits «clinkers»), 3.4 (Ciment) et 3.5 (Ciments alumineux).
-

5.3.1 *Unité de production et émissions intrinsèques par secteur industriel*

La quantité de marchandises déclarées dans le secteur du ciment importée dans l'UE devrait être exprimée en tonnes métriques. Vous devriez consigner la quantité de marchandises couvertes par le MACF produites par l'installation ou le processus de production, aux fins de la déclaration.

Secteur industriel	Ciment
Unité de production des marchandises	Tonnes (métriques), déclarées séparément pour chaque type de marchandises couvertes par le MACF produites, par l'installation ou le processus de production dans le pays d'origine.

Secteur industriel	Ciment
Activités associées	Production de ciments non pulvérisés dits «clinkers» et d'argile calcinée, broyage et mélange des clinkers pour produire du ciment.
Émissions de gaz à effet de serre concernées	Dioxyde de carbone (CO ₂)
Émissions directes	Tonnes (métriques) équivalent CO ₂
Émissions indirectes	Quantité d'électricité consommée (MWh), source et facteur d'émission utilisé pour calculer les émissions indirectes en tonnes (métriques) de CO ₂ ou équivalent CO ₂ . <i>À déclarer séparément pendant la période transitoire.</i>
Unité pour les émissions intrinsèques	Tonnes équivalent CO ₂ émises par tonne de marchandises, déclarées séparément pour chaque type de marchandises couvertes par le MACF, par l'installation ou le processus de production dans le pays d'origine.

Le secteur du ciment doit comptabiliser aussi bien les émissions directes que les émissions indirectes pendant la période transitoire. Les émissions indirectes doivent être déclarées séparément. Les émissions devraient être déclarées en tonnes métriques équivalent CO₂ (teqCO₂) émises par tonne de marchandises produites. Cette donnée devrait être calculée pour chaque installation ou processus de production dans le pays d'origine.

À noter que la section 7.1.3 présente une **étude de cas** qui montre comment sont établies les émissions intrinsèques spécifiques directes et indirectes du **processus de production du ciment** et comment sont calculées les émissions intrinsèques des importations dans l'UE.

Les sections qui suivent montrent comment les limites du système devraient être définies pour les marchandises du secteur du ciment et recensent les éléments du processus de production dont il faudrait tenir compte aux fins de la surveillance et de la déclaration.

5.3.2 Définition et explication des marchandises couvertes

Le Table 5-1 ci-dessous énumère les marchandises pertinentes qui relèvent du champ d'application du MACF pendant la période transitoire dans le secteur industriel du ciment. La catégorie agrégée de marchandises dans la colonne de gauche définit les groupes pour lesquels il y a lieu de définir des «processus de production» conjoints aux fins de la surveillance.

Tableau 5-1: marchandises couvertes par le MACF dans le secteur du ciment

Catégorie agrégée de marchandises	Code NC	Description
Argile calcinée	2507 00 80	Autres argiles kaoliniques
Ciments non pulvérisés dits «clinkers»	2523 10 00	Ciments non pulvérisés dits «clinkers» ²⁹
Ciment	2523 21 00	Ciments Portland blancs, même colorés artificiellement
	2523 29 00	Autres ciments Portland
	2523 90 00	Autres ciments hydrauliques
Ciments alumineux	2523 30 00	Ciments alumineux ³⁰

Source: règlement MACF, annexe I; règlement d'exécution, annexe II.

Les catégories agrégées de marchandises énumérées dans le Table 5-1 comprennent des produits finis en ciment et des précurseurs (produits intermédiaires) consommés lors de la production du ciment.

Seules les matières entrantes considérées comme des précurseurs pertinents pour les limites du processus de production spécifiées dans le règlement d'exécution doivent être prises en considération. Le Table 5-2 indique les précurseurs possibles par catégorie agrégée de marchandises et mode de production.

Tableau 5-2: catégories agrégées de marchandises, modes de production et précurseurs pertinents

Catégorie agrégée de marchandises	Précurseurs pertinents
<i>Mode de production</i>	
Argile calcinée	Néant
Ciments non pulvérisés dits «clinkers»	Néant
Ciment	Ciments non pulvérisés dits «clinkers»; argile calcinée (si elle entre dans le processus).
Ciments alumineux	Néant

Les précurseurs pertinents pour les limites du système sont les ciments non pulvérisés dits «clinkers»³¹ (code NC 2523 10 00), qui comprennent aussi bien le clinker blanc (utilisé pour produire du ciment blanc) que le clinker gris, et l'argile calcinée (code NC

²⁹ Aucune distinction n'est faite entre les différents types de clinker: le clinker de ciment gris et le clinker de ciment blanc sont identiques aux fins du MACF.

³⁰ Ou «ciments d'aluminates de calcium».

³¹ Aucune distinction n'est faite entre le clinker blanc et le clinker gris, l'exploitant devrait appliquer les émissions intrinsèques pertinentes du précurseur pertinent utilisé.

2507 00 80)³², un substitut du clinker qui peut être utilisé pour modifier les propriétés du ciment produit.

Ces précurseurs sont des marchandises simples, car les constituants des matières premières et les combustibles (combustibles fossiles et combustibles de substitution) utilisés dans leur fabrication sont eux-mêmes considérés comme ayant des émissions intrinsèques nulles.

Les produits finis en ciment énumérés dans le Table 5-1 comprennent les ciments Portland blancs, les ciments Portland gris, les autres ciments hydrauliques et les ciments alumineux. Ces marchandises sont des marchandises complexes (à l'exception des ciments alumineux), car elles intègrent les émissions intrinsèques des précurseurs.

Les autres constituants utilisés dans la fabrication du ciment, en particulier le laitier de haut-fourneau, les cendres volantes et la pouzzolane naturelle qui servent à la fabrication d'autres ciments hydrauliques (y compris les ciments chargés ou «composites»), ne sont pas considérés comme étant responsables d'émissions intrinsèques et ne relèvent donc pas du champ d'application du MACF.

Les marchandises du secteur du ciment passent par plusieurs modes de production différents, présentés ci-après.

5.3.3 Définition et explication des processus et modes de production concernés

Les limites du système pour les précurseurs et les produits du ciment sont distinctes et peuvent, sous certaines conditions, se cumuler pour inclure tous les processus liés directement ou indirectement aux processus de production de ces marchandises, y compris les activités entrantes qui contribuent au processus et les activités sortantes qui en résultent.

La section 7.1.1 présente les émissions qu'il convient de surveiller dans le secteur du ciment.

5.3.3.1 Processus de production de l'argile calcinée

L'argile calcinée peut servir de substitut au clinker. L'argile kaolinique calcinée (métakaolin) peut être ajoutée au ciment à la place du clinker dans diverses proportions pour modifier les propriétés du mélange.

En vertu du règlement d'exécution (annexe II, section 3), les limites du système pour la surveillance des émissions directes du mode de production de l'argile calcinée englobent:

« – 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».

³² Le code NC désigne également les argiles non calcinées, mais celles-ci ne relèvent pas du MACF; dans ce cas, les quantités d'argiles non calcinées importées doivent toujours être déclarées, mais les émissions intrinsèques sont égales à zéro et le producteur n'est pas soumis à des exigences de surveillance.

Il n'y a pas de précurseur pertinent pour ce processus de production. Les émissions indirectes résultant de l'électricité consommée au cours du processus de production devraient également être surveillées.

Remarque: les émissions intrinsèques attribuées aux autres argiles relevant du code NC 2507 00 80 qui ne sont pas calcinées sont égales à zéro.

5.3.3.2 *Processus de production des ciments non pulvérisés dits «clinkers»*

Le clinker de ciment est produit dans des usines (fours) par la décomposition thermique du carbonate de calcium en oxyde de calcium; vient ensuite le processus au cours duquel l'oxyde de calcium réagit à des températures élevées avec la silice, l'alumine et l'oxyde ferreux pour former un clinker. En fonction de la température et de la pureté des matières premières, le clinker ainsi produit peut être gris ou blanc.

En vertu du règlement d'exécution (annexe II, section 3), les limites du système pour la surveillance des émissions directes du mode de production du clinker englobent:

«– 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 le calcaire et les schistes, 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».

Il n'y a pas de précurseur pertinent pour ce processus de production. Les émissions indirectes résultant de l'électricité consommée au cours du processus de production devraient également être surveillées.

Si l'on s'en tient à la définition des limites du système proposée ci-dessus, on peut considérer que les étapes de production suivantes s'inscrivent dans les limites du système des installations produisant du clinker:

- la préparation des matières premières – le broyage, le fraisage, l'homogénéisation;
- le stockage et la préparation des combustibles – pour les combustibles classiques et ceux dérivés de déchets;
- la production du clinker («combustion du clinker») – toutes les étapes du système de four intégré, à savoir le préchauffage, le passage dans le four et le refroidissement du clinker;
- le stockage intermédiaire – le stockage du clinker à couvert avant qu'il soit exporté en dehors du site ou broyé;
- le contrôle des émissions – dans le but de traiter les rejets dans l'air, dans l'eau ou dans les sols.

Les méthodes de calcul des émissions de procédé résultant des matières contenant des carbonates, qu'elles soient entrantes ou sortantes, sont présentées à la section 6.5.1.1 du présent document.

La section 7.1.1.2 contient une règle complémentaire relative au traitement des poussières de fours à ciment (CKD), tandis que la section 7.1.2 présente une **étude de cas** qui montre comment sont calculées les émissions intrinsèques spécifiques du clinker.

5.3.3.3 *Processus de production du ciment*

Le ciment (à l'exception du ciment alumineux) est une marchandise complexe produite à partir de précurseurs pertinents, le clinker de ciment, et éventuellement l'argile calcinée.

Il est produit dans une usine de broyage (broyeur) qui peut être située dans la même installation que celle qui a produit le clinker, ou sur un autre site indépendant. Le clinker de ciment est broyé et mélangé à d'autres constituants pour obtenir le produit fini en ciment. Selon le mélange de constituants utilisés, il peut s'agir de ciment Portland, de ciment mélangé (composé d'un mélange de ciment Portland et d'autres constituants hydrauliques), ou d'autres ciments hydrauliques.

En vertu du règlement d'exécution (annexe II, section 3), les limites du système pour la surveillance des émissions directes du mode de production du ciment englobent:

«– toutes les émissions de CO₂ qui résultent de la combustion de combustibles, lorsqu'il y a lieu pour le séchage des matières».

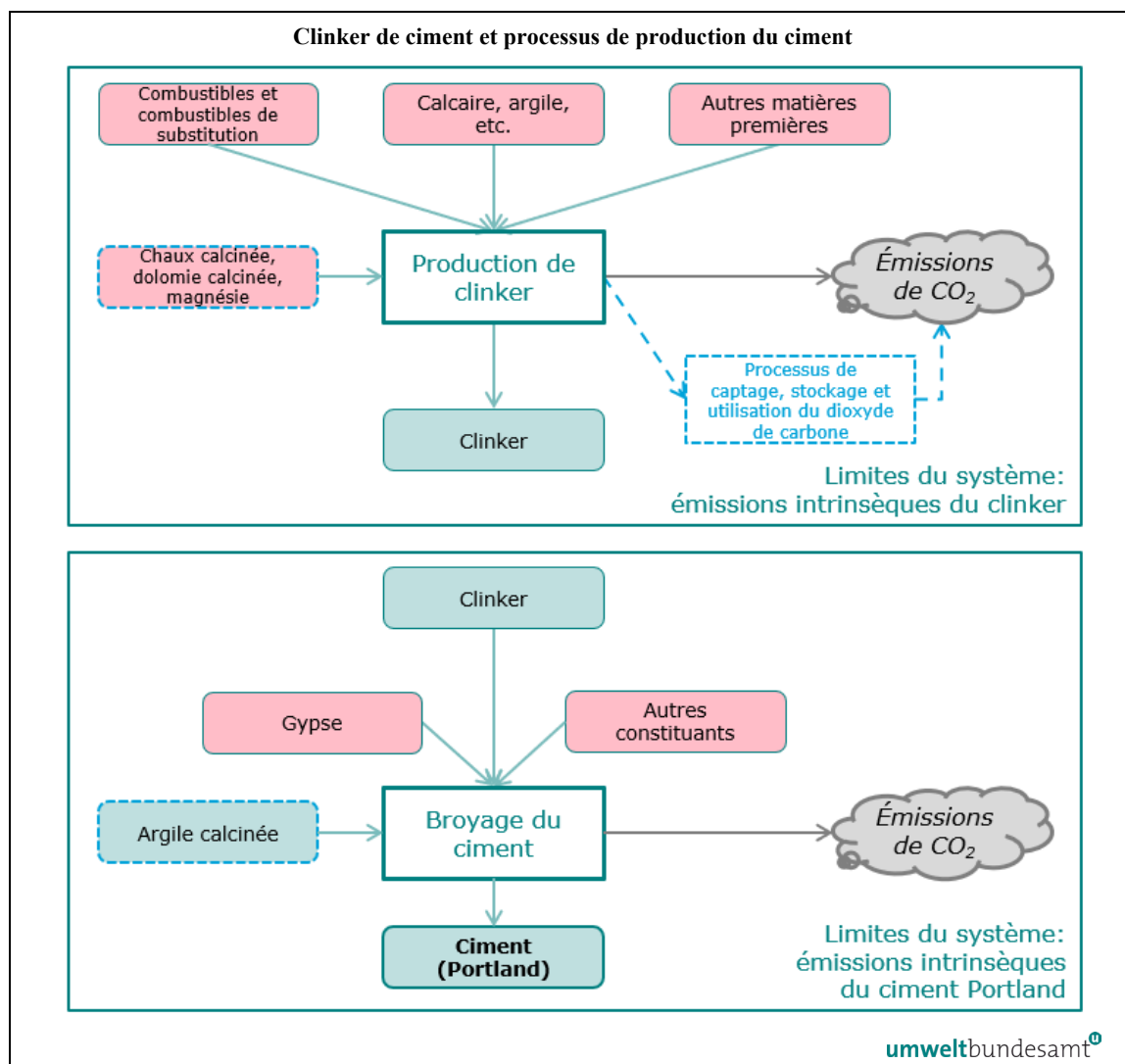
Les précurseurs pertinents sont le clinker de ciment et l'argile calcinée (si elle entre dans le processus). Les émissions indirectes résultant de l'électricité consommée au cours du processus de production devraient également être surveillées.

Si l'on s'en tient à la définition des limites du système proposée ci-dessus, on peut considérer que les étapes de production suivantes s'inscrivent dans les limites du système des installations produisant du ciment:

- la préparation des matières – la manutention et le prétraitement des matières (clinker de ciment, argile calcinée et additifs minéraux), comme le préchauffage et le séchage des additifs minéraux;
- la production du ciment – toutes les étapes, dont le concassage, le broyage, le nouveau fraisage et la séparation selon la taille des particules;
- le stockage, l'emballage et l'expédition du ciment;
- le contrôle des émissions – dans le but de traiter les rejets dans l'air, dans l'eau ou dans les sols.

La Figure 5-1 qui suit montre la place qu'occupe le clinker de ciment dans les processus de production du ciment.

Figure 5-1: limites du système pour le clinker de ciment et processus de production du ciment.



Les émissions directes du processus de production du clinker résultent de la combustion des combustibles alimentant les fours, des combustibles non destinés à alimenter les fours et des matières premières elles-mêmes utilisées au cours du processus, comme le calcaire. Les émissions directes peuvent également résulter des combustibles utilisés pour sécher les matières utilisées dans la fabrication du produit final (ciment).

Le processus de production du clinker existe également sous une autre forme, avec un stockage géologique permanent, c'est-à-dire le captage et la séquestration du carbone.

Remarque: aucune distinction n'est faite entre le clinker blanc et le clinker gris utilisé dans la production de produits en ciment.

5.3.3.4 Processus de production des ciments alumineux

Le ciment alumineux est considéré comme une marchandise simple, car il est produit directement à partir de clinker alumineux au moyen d'un processus de production en continu et broyé sans aucun additif supplémentaire.

En vertu du règlement d'exécution (annexe II, section 3), les limites du système pour la surveillance des émissions directes du mode de production des ciments alumineux englobent:

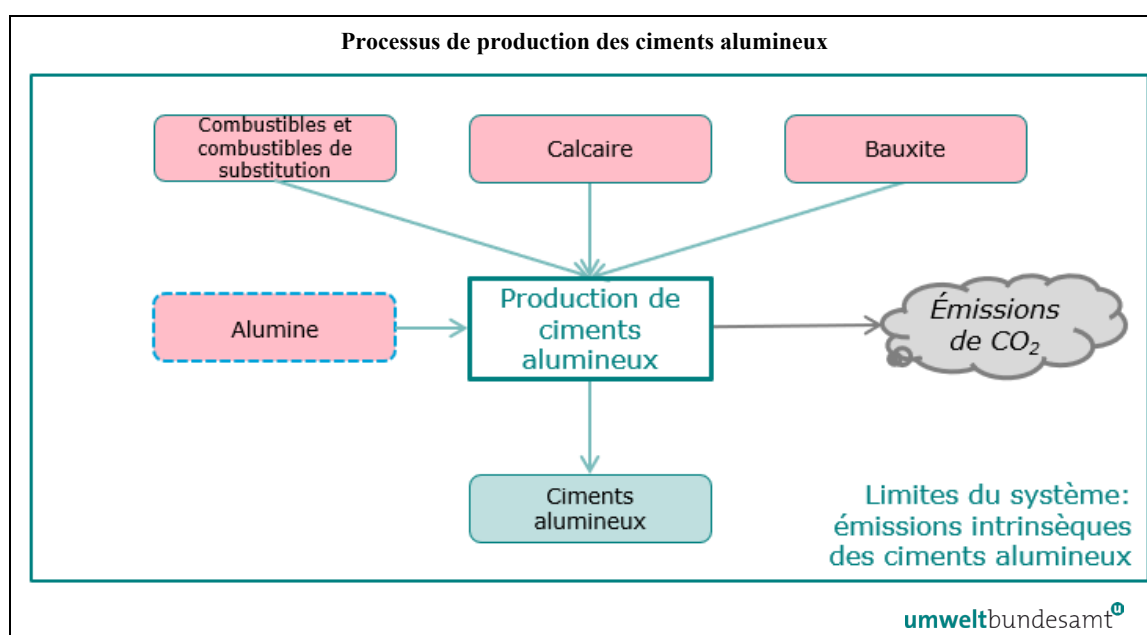
«– toutes les émissions de CO₂ qui résultent de la combustion de combustibles, directement ou indirectement liées au procédé;

– les émissions de procédé résultant des carbonates contenus dans les matières premières, le cas échéant, et de l'épuration des gaz de combustion».

Il n'y a pas de précurseur pertinent pour ce processus de production. Les émissions indirectes résultant de l'électricité consommée au cours du processus de production devraient également être surveillées.

Si l'on s'en tient à la définition des limites du système proposée ci-dessus, la production intégrée des ciments alumineux comprend parmi les étapes de production la formation du clinker et le broyage du ciment, depuis la préparation des matières premières jusqu'au contrôle des émissions.

Figure 5-2: limites du processus de production des ciments alumineux



À noter que l'alumine (produite à partir de la bauxite) est considérée comme une matière première à émissions intrinsèques nulles.

5.4 Substances chimiques – Hydrogène

L'encadré ci-dessous indique les sections du règlement d'exécution qui sont applicables à ce secteur pendant la période transitoire du MACF.

Références dans le règlement d'exécution:



- **Annexe II**, section 2, tableau 1 (Mise en correspondance des codes NC et des catégories agrégées de marchandises).
- **Annexe II**, section 3 (Modes de production, limites du système et précurseurs pertinents), et plus précisément la sous-section 3.6 (Hydrogène), y compris les règles complémentaires pour l'attribution des émissions dans la sous-section 3.6.2.2 (Électrolyse de l'eau) et la sous-section 3.6.2.3 (Électrolyse des chlorures alcalins).

5.4.1 Unité de production et émissions intrinsèques

La quantité d'hydrogène importé dans l'UE devrait être exprimée en tonnes métriques (hydrogène pur). En tant qu'exploitant, vous devriez consigner la quantité d'hydrogène produit par installation ou processus de production, aux fins de la déclaration.

Secteur industriel	Substances chimiques – Hydrogène
Unité de production des marchandises	Tonnes (métriques) d'hydrogène pur, déclarées séparément par installation ou processus de production dans le pays d'origine.
Activités associées	Production d'hydrogène par reformage à la vapeur ou oxydation partielle d'hydrocarbures, électrolyse de l'eau, électrolyse des chlorures alcalins ou production de chlorate de sodium.
Gaz à effet de serre pertinents	Dioxyde de carbone (CO ₂)
Émissions directes	Tonnes (métriques) équivalent CO ₂
Émissions indirectes	Quantité d'électricité consommée (MWh), source et facteur d'émission utilisé pour calculer les émissions indirectes en tonnes (métriques) de CO ₂ ou équivalent CO ₂ . <i>À déclarer séparément pendant la période transitoire.</i>
Unité pour les émissions intrinsèques	Tonnes équivalent CO ₂ émises par tonne de marchandises, déclarées séparément pour chaque type de marchandise, par installation dans le pays d'origine

Le secteur de l'hydrogène doit comptabiliser aussi bien les émissions directes que les émissions indirectes pendant la période transitoire. Les émissions indirectes doivent être déclarées séparément³³. Les émissions devraient être déclarées en tonnes métriques équivalent CO₂ (teqCO₂) émises par tonne de marchandises produites. Cette donnée devrait être calculée pour chaque installation ou processus de production dans le pays d'origine.

À noter que la section 7.5.2 présente plusieurs **études de cas** qui montrent comment sont établies les émissions intrinsèques spécifiques directes et indirectes, pour l'hydrogène produit au moyen des **modes de production par reformage à la vapeur et par électrolyse**

³³ Remarque: dans ce secteur, les émissions indirectes ne sont déclarées qu'au cours de la période transitoire (et non pendant la période définitive).

des chlorures alcalins, et comment sont calculées les émissions intrinsèques des importations dans l'UE.

Les sections qui suivent montrent comment les limites du système devraient être définies pour différents modes de production de l'hydrogène et recensent les éléments du processus de production dont il faudrait tenir compte aux fins de la surveillance et de la déclaration.

5.4.2 Définition et explication des marchandises couvertes par le MACF dans ce secteur

Le Table 5-3 ci-dessous énumère les marchandises pertinentes qui relèvent du champ d'application du MACF pendant la période transitoire dans le secteur industriel de l'hydrogène. La catégorie agrégée de marchandises dans la colonne de gauche définit les groupes pour lesquels il y a lieu de définir des «processus de production» conjoints aux fins de la surveillance.

Tableau 5-3: marchandises couvertes par le MACF dans le secteur des substances chimiques – hydrogène

Catégorie agrégée de marchandises	Code NC du produit	Description
Hydrogène	2804 10 000	Hydrogène

Source: règlement MACF, annexe I; règlement d'exécution, annexe II.

L'hydrogène est une marchandise simple, car les émissions intrinsèques des matières premières et des combustibles utilisés dans sa fabrication sont réputées égales à zéro.

Il n'y a **pas de précurseur pertinent** pour l'hydrogène. Néanmoins, l'hydrogène peut lui-même être un précurseur pertinent dans d'autres processus, lorsqu'il est produit séparément afin d'être utilisé comme matière première chimique pour produire de l'ammoniac, des fontes brutes ou du fer de réduction directe.

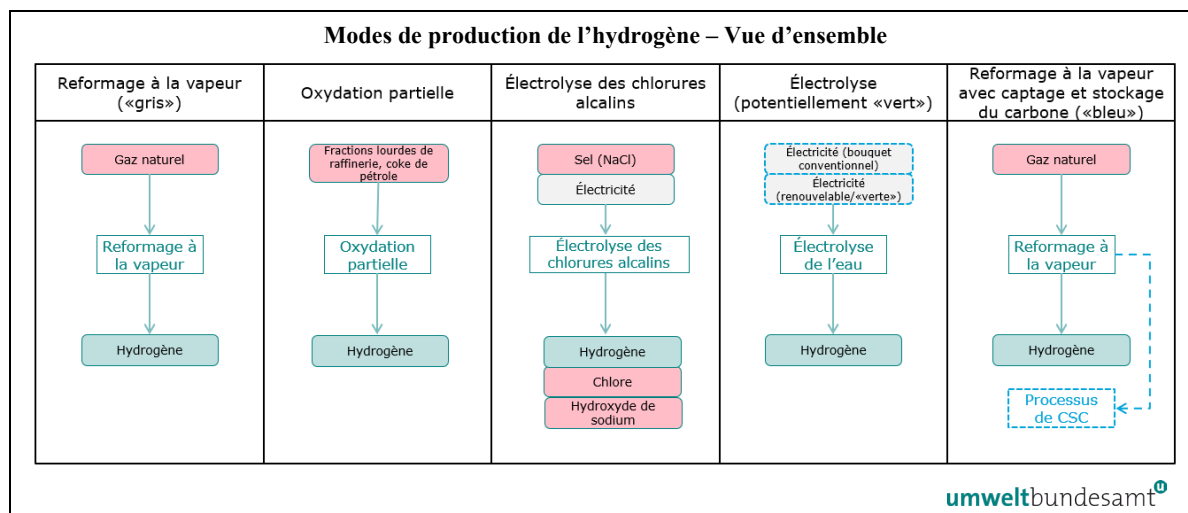
La production d'hydrogène passe par plusieurs modes de production différents, présentés ci-après.

5.4.3 Définition et explication des processus et modes de production concernés

L'hydrogène peut être produit à partir de diverses matières premières, y compris les déchets de matières plastiques, mais à l'heure actuelle on l'obtient le plus souvent à partir de combustibles fossiles. Les unités de production d'hydrogène sont généralement intégrées dans des processus industriels plus larges, par exemple une installation de production d'ammoniac.

Le diagramme suivant présente les différents modes de production de l'hydrogène.

Figure 5-3: limites du système pour différents modes de production de l'hydrogène – vue d'ensemble



Les limites du système pour la surveillance des émissions directes relatives à l'hydrogène incluent tous les processus liés directement ou indirectement à la production d'hydrogène, ainsi que tous les combustibles utilisés dans la production d'hydrogène.

La section 7.5.1.1 présente les émissions qu'il convient de surveiller dans le secteur de l'hydrogène.

À noter que d'autres modes de production sont possibles, comme l'hydrogène produit en tant que sous-produit dans la production d'éthylène, mais que 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 production de gaz de synthèse ou d'hydrogène 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 couvertes par le MACF.

5.4.3.1 Hydrogène – Mode de production par reformage à la vapeur

Le gaz naturel utilisé comme matière première dans ce processus est converti en dioxyde de carbone et en hydrogène au moyen d'un reformage primaire et secondaire à la vapeur. La réaction globale est fortement endothermique et la chaleur du processus est obtenue par la combustion du gaz naturel et d'autres combustibles gazeux. Le monoxyde de carbone produit est converti presque intégralement en dioxyde de carbone au cours du processus.

En vertu du règlement d'exécution (annexe II, section 3), pour les modes de production par reformage à la vapeur (ou oxydation partielle), les limites du système relatives à la surveillance des émissions directes englobent:

« – tous les procédés directement ou indirectement liés à la production d'hydrogène, ainsi que l'épuration des gaz de combustion;

– 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».

Il n'y a pas de précurseur pertinent pour ce processus de production. Les émissions indirectes résultant de l'électricité consommée au cours du processus de production devraient également être surveillées.

Si l'on s'en tient à la définition des limites du système proposée ci-dessus, on peut considérer que les étapes de production suivantes s'inscrivent dans les limites du système d'une installation produisant de l'hydrogène (par reformage à la vapeur):

- le prétraitement des matières premières – la désulfuration du gaz naturel;
- le reformage à la vapeur – primaire et secondaire, la génération du mélange H₂/CO;
- la transformation – du monoxyde de carbone en dioxyde de carbone et en hydrogène;
- la séparation et la purification – l'élimination du CO₂, le processus de séparation, le cas échéant, y compris la cryogénie, l'adsorption, l'absorption, la membrane, l'hydrogénation (méthanation);
- le contrôle des émissions – dans le but de traiter les rejets dans l'air, dans l'eau ou dans les sols.

La vapeur de dioxyde de carbone produite par le processus de reformage à la vapeur, d'une grande pureté, est isolée et captée à d'autres fins, comme la production d'urée. Ce processus existe également sous une autre forme, avec un stockage géologique permanent, c'est-à-dire le captage et la séquestration du carbone.

La section 7.5.2.1 donne un exemple de calcul des émissions intrinsèques spécifiques de l'hydrogène produit au moyen du mode de production par reformage à la vapeur.

5.4.3.2 *Hydrogène – Mode de production par oxydation partielle d'hydrocarbures (gazéification)*

L'hydrogène est produit par l'oxydation partielle (gazéification) d'hydrocarbures, en général à partir de matières premières lourdes comme des huiles lourdes résiduelles ou du charbon et même des déchets de matières plastiques. Le monoxyde de carbone ainsi produit est converti presque intégralement en dioxyde de carbone.

En vertu du règlement d'exécution (annexe II, section 3), pour les modes de production par oxydation partielle (ou reformage à la vapeur), les limites du système relatives à la surveillance des émissions directes englobent:

« – tous les procédés directement ou indirectement liés à la production d'hydrogène, ainsi que l'épuration des gaz de combustion;

– 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».

Il n'y a pas de précurseur pertinent pour ce processus de production. Les émissions indirectes résultant de l'électricité consommée au cours du processus de production devraient également être surveillées.

Si l'on s'en tient à la définition des limites du système proposée ci-dessus, on peut considérer que les étapes de production suivantes s'inscrivent dans les limites du système d'une installation produisant de l'hydrogène (par oxydation partielle):

- l'unité de séparation des gaz de l'air – pour produire l'oxygène nécessaire à l'oxydation partielle;
- la gazéification – la génération de H₂/CO;
- le nettoyage des gaz de synthèse – l'élimination des suies et du soufre;
- la transformation – du monoxyde de carbone en dioxyde de carbone;
- la séparation et la purification – l'élimination du CO₂, le processus de séparation incluant la séparation cryogénique (azote liquide);
- le contrôle des émissions – dans le but de traiter les rejets dans l'air, dans l'eau ou dans les sols.

La vapeur de dioxyde de carbone produite par le processus, d'une grande pureté, peut être isolée et captée à d'autres fins.

5.4.3.3 *Hydrogène – Mode de production par électrolyse de l'eau*

L'électrolyse de l'eau est un processus de production autonome, non intégré, qui produit un flux d'hydrogène gazeux d'une grande pureté. Les émissions directes issues de ce processus sont minimales. Les émissions indirectes résultent de l'électricité consommée au cours du processus. L'hydrogène produit à partir d'électricité renouvelable pourrait devenir intéressant à l'avenir.

En vertu du règlement d'exécution (annexe II, section 3), les limites du système pour la surveillance des émissions directes du mode de production par électrolyse de l'eau englobent, le cas échéant:

«– toutes les émissions qui résultent de l'utilisation de combustibles directement ou indirectement liée au procédé de production de l'hydrogène et de l'épuration des gaz de combustion».

Il n'y a pas de précurseur pertinent pour ce processus de production.

Les émissions indirectes résultant de l'électricité consommée au cours du processus de production doivent également être surveillées. À noter que lorsque l'hydrogène produit a été certifié conforme au règlement délégué (UE) 2023/1184 (1) de la Commission, un facteur d'émission égal à zéro peut être utilisé pour l'électricité. Dans tous les autres cas, les règles relatives aux émissions intrinsèques indirectes (section D de l'annexe III) s'appliquent.

La section 7.5.1.2 contient une règle complémentaire relative à la méthode d'attribution des émissions à l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau.

5.4.3.4 Hydrogène – Modes de production par électrolyse des chlorures alcalins (et production de chlorates)

L'hydrogène est produit en tant que sous-produit de l'électrolyse de l'eau saline, lors de la production simultanée de chlore et d'hydroxyde de sodium. Il existe trois techniques de base pour traiter les chlorures alcalins: la cellule à mercure, la cellule à diaphragme et la cellule à membrane. Ces trois techniques produisent de l'hydrogène, qui se forme au niveau de la cathode de la cellule et quitte la cellule sous une forme extrêmement pure. L'hydrogène gazeux produit est refroidi, séché et purifié pour éliminer la vapeur d'eau et autres impuretés, y compris dans certains cas l'oxygène, puis il est comprimé et stocké ou exporté en dehors du site.

En vertu du règlement d'exécution (annexe II, section 3), pour les modes de production par électrolyse des chlorures alcalins et production de chlorates, les limites du système relatives à la surveillance des émissions directes englobent, le cas échéant:

«– toutes les émissions qui résultent de l'utilisation de combustibles directement ou indirectement liée au procédé de production de l'hydrogène et de l'épuration des gaz de combustion».

Il n'y a pas de précurseur pertinent pour ce processus de production.

Les émissions indirectes résultant de l'électricité consommée au cours du processus de production doivent également être surveillées. À noter que lorsque l'hydrogène produit a été certifié conforme au règlement délégué (UE) 2023/1184 (1) de la Commission, un facteur d'émission égal à zéro peut être utilisé pour l'électricité. Dans tous les autres cas, les règles relatives aux émissions intrinsèques indirectes (section D de l'annexe III) s'appliquent.

Si l'on s'en tient à la définition des limites du système proposée ci-dessus, on peut considérer que les étapes de production suivantes s'inscrivent dans les limites du système d'une installation produisant de l'hydrogène (par électrolyse des chlorures alcalins):

- l'électrolyse de l'eau salée – préparation de l'eau salée, électrolyse, production de l'hydrogène en tant que sous-produit et prélèvement;
- le refroidissement, le séchage et la purification du gaz – élimination de la vapeur d'eau, de l'hydroxyde de sodium, du sel, du chlore et de l'oxygène dans l'hydrogène gazeux.

La section 7.5.1.2 contient une règle complémentaire relative à la méthode d'attribution des émissions à l'hydrogène produit par électrolyse des chlorures alcalins, tandis que la section 7.5.2.2 donne un exemple concret.

5.5 Engrais

L'encadré ci-dessous indique les sections du règlement d'exécution qui sont applicables à ce secteur pendant la période transitoire du MACF.

Références dans le règlement d'exécution

- **Annexe II**, section 2, tableau 1 (Mise en correspondance des codes NC et des catégories agrégées de marchandises).
- **Annexe II**, section 3 (Modes de production, limites du système et précurseurs pertinents), et plus précisément les sous-sections: 3.7 (Ammoniac); 3.8 (Acide nitrique); 3.9 (Urée); 3.10 (Engrais mélangés).

5.5.1 Unité de production et émissions intrinsèques

La quantité de marchandises déclarées dans le secteur des engrais contenant de l'azote importée dans l'UE devrait être exprimée en tonnes métriques. En tant qu'exploitant, vous devriez consigner la quantité de marchandises couvertes par le MACF produites par installation ou processus de production, aux fins de la déclaration.

Secteur industriel	Engrais
Unité de production des marchandises	Tonnes (métriques) ³⁴ , déclarées séparément pour chaque type de marchandises, par installation ou processus de production dans le pays d'origine.
Activités associées	Production de précurseurs chimiques pour la production d'engrais azotés, production d'engrais azotés par mélange physique ou réaction chimique, et transformation en leur forme définitive.
Émissions de gaz à effet de serre concernées	Dioxyde de carbone (CO ₂) et protoxyde d'azote (N ₂ O)
Émissions directes	Tonnes (métriques) équivalent CO ₂
Émissions indirectes	Quantité d'électricité consommée (MWh), source et facteur d'émission utilisé pour calculer les émissions indirectes en tonnes (métriques) de CO ₂ ou équivalent CO ₂ . <i>À déclarer séparément pendant la période transitoire.</i>
Unité pour les émissions intrinsèques	Tonnes équivalent CO ₂ émises par tonne de marchandises, déclarées séparément pour chaque type de marchandise, par installation dans le pays d'origine.

Le secteur des engrais doit comptabiliser aussi bien les émissions directes que les émissions indirectes pendant la période transitoire. Les émissions indirectes doivent être déclarées séparément. Les émissions devraient être déclarées en tonnes métriques équivalent CO₂ (teqCO₂) émises par tonne de marchandises produites. Cette donnée

³⁴ Pour certaines marchandises, les quantités importées doivent être converties en tonnes standardisées, qui sont ensuite utilisées dans le calcul de l'obligation au titre du MACF. Pour les engrais contenant de l'acide nitrique, des solutions aqueuses d'ammoniac et de l'azote, par exemple, il sera nécessaire d'indiquer précisément la concentration de référence/teneur en azote (et la forme d'azote).

devrait être calculée pour chaque installation ou processus de production dans le pays d'origine.

À noter que la section 7.3.2 présente une **étude de cas** qui montre comment sont établies les émissions intrinsèques spécifiques directes et indirectes du **processus de production des engrais mélangés** et comment sont calculées les émissions intrinsèques des importations dans l'UE.

Les sections qui suivent montrent comment les limites du système devraient être définies pour les marchandises du secteur des engrais et recensent les éléments du processus de production dont il faudrait tenir compte aux fins de la surveillance et de la déclaration.

5.5.2 Définition et explication des marchandises couvertes par le MACF dans ce secteur

Le Table 5-4 ci-dessous énumère les marchandises pertinentes qui relèvent du champ d'application du MACF pendant la période transitoire dans le secteur industriel des engrais. La catégorie agrégée de marchandises dans la colonne de gauche définit les groupes pour lesquels il y a lieu de définir des «processus de production» conjoints aux fins de la surveillance.

Tableau 5-4: marchandises couvertes par le MACF dans le secteur des engrais

Catégorie agrégée de marchandises	Code NC du produit	Description
Acide nitrique	2808 00 00	Acide nitrique; acides sulfonitriques
Urée	3102 10	Urée, même en solution aqueuse
Ammoniac	2814	Ammoniac anhydre ou en solution aqueuse (ammoniaque)
Engrais mélangés	2834 21 00, 3102, 3105 - excepté: 3102 10 (Urée) et 3105 60 00	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 - excepté: 3105 60 00 – Engrais minéraux ou chimiques contenant les deux éléments fertilisants: phosphore et potassium ³⁵

Source: règlement MACF, annexe I; règlement d'exécution, annexe II.

³⁵ Seuls les engrais contenant de l'azote sont responsables d'importantes émissions intrinsèques, raison pour laquelle leurs précurseurs sont couverts par le MACF.

Les catégories agrégées de marchandises énumérées dans le Table 5-4 comprennent les engrais azotés sous forme de produits finis et les précurseurs chimiques pertinents (produits intermédiaires) consommés lors de la production des engrais.

Seules les matières entrantes considérées comme des précurseurs pertinents pour les limites du processus de production spécifiées dans le règlement d'exécution, destinées à servir à la production d'engrais chimiques, doivent être prises en considération³⁶. Le Table 5-5 ci-dessous indique les précurseurs possibles par catégorie agrégée de marchandises et mode de production.

Tableau 5-5: catégories agrégées de marchandises, modes de production et précurseurs pertinents possibles

Catégorie agrégée de marchandises	Précurseurs pertinents
<i>Mode de production</i>	
Ammoniac <i>Haber-Bosch avec reformage à la vapeur</i> <i>Haber-Bosch avec gazéification</i>	Hydrogène, s'il est produit séparément pour servir dans le processus ³⁷
Acide nitrique	Ammoniac (sous forme 100 % ammoniac).
Urée	Ammoniac (sous forme 100 % ammoniac).
Engrais mélangés	En cas d'utilisation dans le processus: ammoniac (sous forme 100 % ammoniac), acide nitrique (sous forme 100 % acide nitrique), urée, engrais mélangés (en particulier les sels contenant de l'ammonium ou des nitrates)

Pour la production des engrais mélangés, tous les précurseurs ne s'appliquent pas dans chaque cas. Remarque: dans certains cas, une catégorie agrégée de marchandises (les engrais mélangés eux-mêmes) peut servir de précurseur pour sa propre catégorie, en fonction de la formulation finale des produits recherchés.

Les engrais chimiques azotés en tant que produits finis fabriqués à partir de précurseurs pertinents (en vrac dans des usines intégrées) sont des marchandises complexes, car on leur attribue les émissions intrinsèques des précurseurs pertinents.

La production d'engrais passe par plusieurs modes de production différents, présentés ci-après.

³⁶ Environ 80 % de la production d'ammoniac sert de précurseur chimique dans la production d'engrais et environ 97 % des engrais azotés proviennent de l'ammoniac.

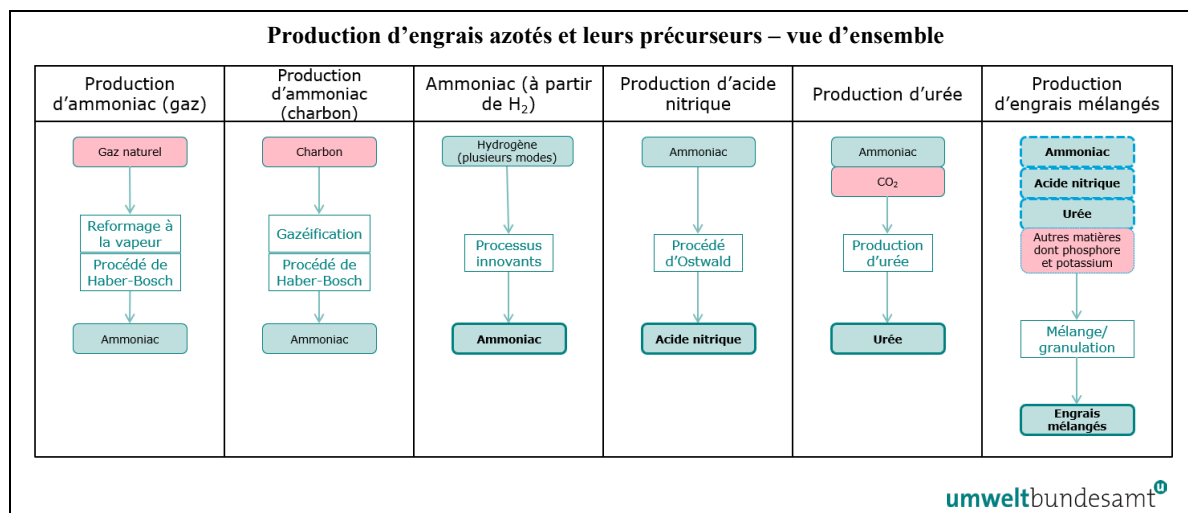
³⁷ Lorsque de l'hydrogène issu d'autres modes de production est ajouté au processus, il est traité comme précurseur avec ses propres émissions intrinsèques.

5.5.3 Définition et explication des processus et modes de production concernés

Les limites du système pour les précurseurs et les engrais chimiques sont distinctes et peuvent, sous certaines conditions, se cumuler pour inclure tous les processus liés directement ou indirectement aux processus de production de ces marchandises, y compris les activités entrantes qui contribuent au processus et les activités sortantes qui en résultent.

La Figure 5-4 suivante donne une vue d'ensemble des différents processus et modes de production des engrais azotés et de leurs précurseurs pertinents.

Figure 5-4: limites du système et chaîne de valeur des engrais azotés et de leurs précurseurs – vue d'ensemble



L'urée sert de précurseur dans la production d'engrais mélangés, mais peut également servir d'engrais à part entière en raison de sa teneur élevée en azote.

Les engrais mélangés désignent 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).

La section 7.3.1.1 présente les émissions qu'il convient de surveiller dans le secteur des engrais.

5.5.3.1 Ammoniac – Haber-Bosch avec reformage à la vapeur

L'ammoniac est synthétisé à partir de l'azote et de l'hydrogène selon le procédé de Haber-Bosch. Dans ce mode de production, l'hydrogène nécessaire au procédé est obtenu par reformage à la vapeur de gaz naturel (ou de biogaz), tandis que l'azote est capté dans l'air. La réaction globale est fortement endothermique et la chaleur du processus est obtenue par la combustion du gaz naturel et d'autres combustibles gazeux. Le monoxyde de carbone produit est converti presque intégralement en dioxyde de carbone.

En vertu du règlement d'exécution (annexe II, section 3), pour le mode de production selon le procédé de Haber-Bosch avec reformage à la vapeur, les limites du système relatives à la surveillance des émissions directes englobent:

«– Tous les combustibles directement ou indirectement liés à la production d’ammoniac, et les matières utilisées pour l’épuration des gaz de combustion.

– Tous les combustibles sont surveillés, indépendamment de leur utilisation comme matière entrante énergétique ou non énergétique.

– Lorsque du biogaz est utilisé, les dispositions de la section B.3.3 de l’annexe III s’appliquent.

– Lorsque de l’hydrogène issu d’autres modes de production est ajouté au procédé, il est traité comme précurseur avec ses propres émissions intrinsèques.»

L’hydrogène produit séparément, en cas d’utilisation, est un précurseur pertinent. Les émissions indirectes résultant de l’électricité consommée au cours du processus de production devraient également être surveillées.

Si l’on s’en tient à la définition des limites du système proposée ci-dessus, on peut considérer que les étapes de production suivantes s’inscrivent dans les limites du procédé de Haber-Bosch avec reformage à la vapeur:

- la production d’hydrogène par reformage à la vapeur de gaz naturel ou de biogaz³⁸;
- la synthèse de l’ammoniac – à partir de l’hydrogène et de l’azote, à haute température et à haute pression, en présence d’un catalyseur; la condensation, la purification et le stockage de l’ammoniac (le cas échéant);
- le contrôle des émissions – dans le but de traiter les rejets dans l’air, dans l’eau ou dans les sols.

Le flux de dioxyde de carbone résultant de la production d’ammoniac, d’une grande pureté, peut être isolé, capté et transféré ailleurs à d’autres fins, comme la production d’urée.

À noter que l’ammoniac produit est déclaré sous forme 100 % ammoniac, qu’il soit hydré ou anhydre.

5.5.3.2 Ammoniac – Haber-Bosch avec gazéification

Dans ce mode de production, l’hydrogène est obtenu par gazéification d’hydrocarbures, en général à partir de matières premières lourdes comme du charbon, des combustibles lourds de raffinerie ou d’autres matières premières fossiles. Ce procédé nécessite la production d’un gaz de synthèse contenant de l’hydrogène, qui doit être purifié avant de servir à l’étape de production suivante. L’ammoniac est ensuite synthétisé à partir de l’hydrogène produit et à partir de l’azote présent dans l’air, à haute température et à haute pression, en présence d’un catalyseur. Le monoxyde de carbone produit est converti presque intégralement en dioxyde de carbone.

En vertu du règlement d’exécution (annexe II, section 3), pour le mode de production du procédé de Haber-Bosch avec gazéification, les limites du système relatives à la surveillance des émissions directes englobent:

³⁸ Voir les étapes du procédé à la section 5.4.3.1 (Hydrogène) ci-dessus.

«– tous les combustibles directement ou indirectement liés à la production d’ammoniac, et les matières utilisées pour l’épuration des gaz de combustion;

– tout apport de combustible est surveillé comme un flux de combustible, indépendamment de leur utilisation comme matière entrante énergétique ou non énergétique;

– lorsque de l’hydrogène issu d’autres modes de production est ajouté au procédé, il est traité comme précurseur avec ses propres émissions intrinsèques».

L’hydrogène produit séparément, en cas d’utilisation, est un précurseur pertinent. Les émissions indirectes résultant de l’électricité consommée au cours du processus de production devraient également être surveillées.

Si l’on s’en tient à la définition des limites du système proposée ci-dessus, on peut considérer que les étapes de production suivantes s’inscrivent dans les limites du procédé de Haber-Bosch avec gazéification:

- la production d’hydrogène par gazéification (oxydation partielle)³⁹;
- la synthèse de l’ammoniac – à partir de l’hydrogène et de l’azote, à haute température et à haute pression, en présence d’un catalyseur; la condensation, la purification et le stockage de l’ammoniac (le cas échéant);
- le contrôle des émissions – dans le but de traiter les rejets dans l’air, dans l’eau ou dans les sols.

À noter que l’ammoniac produit est déclaré sous forme 100 % ammoniac, qu’il soit hydré ou anhydre.

5.5.3.3 Processus de production de l’acide nitrique (et des acides sulfonitriques)

L’acide nitrique est produit essentiellement par oxydation d’ammoniac selon le procédé d’Ostwald. L’ammoniac est d’abord oxydé en présence d’un catalyseur pour former de l’oxyde d’azote, qui est oxydé à son tour pour produire du dioxyde d’azote, avant d’être dissous dans l’eau dans une tour d’absorption pour former de l’acide nitrique. La réaction est exothermique, la chaleur et la puissance du processus peuvent être récupérées.

En vertu du règlement d’exécution (annexe II, section 3), pour le mode de production de l’acide nitrique, les limites du système relatives à la surveillance des émissions directes englobent:

«– le CO₂ issu de tous les combustibles directement ou indirectement liés à la production d’acide nitrique, et les matières utilisées pour l’épuration des gaz de combustion;

– les émissions de NO₂ de toutes les sources émettant du NO₂ dans le cadre des procédés de production, y compris les émissions avec ou sans dispositif d’atténuation. Les émissions de NO₂ résultant de la combustion de combustibles sont exclues de la surveillance».

³⁹ Voir les étapes du procédé à la section 5.4.3.2 (Hydrogène) ci-dessus.

L'ammoniac (sous forme 100% ammoniac) est un précurseur pertinent. Les émissions indirectes résultant de l'électricité consommée au cours du processus de production devraient également être surveillées.

Si l'on s'en tient à la définition des limites du système proposée ci-dessus, on peut considérer que les étapes de production suivantes s'inscrivent dans les limites du processus de production de l'acide nitrique:

- la préparation des matières premières – l'évaporation et la filtration de l'ammoniac et de l'air industriel;
- l'oxydation de l'ammoniac – en oxyde d'azote, toutes les étapes du processus;
- la nouvelle oxydation et l'absorption – en dioxyde d'azote et l'absorption dans l'eau pour former de l'acide nitrique, toutes les étapes du processus;
- le contrôle des émissions – dans le but de traiter les rejets dans l'air, dans l'eau ou dans les sols.

À noter que l'acide nitrique produit est déclaré sous forme 100 % acide nitrique.

5.5.3.4 *Processus de production de l'urée*

L'urée est synthétisée par la réaction de l'ammoniac et du dioxyde de carbone à haute pression, pour former du carbamate d'ammonium, qui est ensuite déshydraté pour produire de l'urée.

En vertu du règlement d'exécution (annexe II, section 3), pour le mode de production de l'urée, les limites du système relatives à la surveillance des émissions directes englobent:

«– [l]e CO₂ issu de tous les combustibles directement ou indirectement liés à la production d'urée, et les matières utilisées pour l'épuration des gaz de combustion.

– Lorsque du CO₂ est reçu d'une autre installation comme matière entrante, le CO₂ reçu et non lié dans l'urée est considéré comme une émission, s'il n'est pas déjà conté comme émission de l'installation où le CO₂ a été produit, au titre d'un système éligible de surveillance, de déclaration et de vérification.»

L'ammoniac (sous forme 100% ammoniac) est un précurseur pertinent. Les émissions indirectes résultant de l'électricité consommée au cours du processus de production devraient également être surveillées.

Si l'on s'en tient à la définition des limites du système proposée ci-dessus, on peut considérer que les étapes de production suivantes s'inscrivent dans les limites du processus de production de l'urée:

- la préparation des matières premières – l'évaporation et la filtration de l'ammoniac et du CO₂;
- la production de l'urée – toutes les étapes du processus, depuis la synthèse jusqu'à la formation de particules;
- le contrôle des émissions – dans le but de traiter les rejets dans l'air, dans l'eau ou dans les sols.

L'ammoniac et le CO₂ consommés au cours de ce processus de production sont généralement obtenus grâce à d'autres processus de production sur le même site.

5.5.3.5 *Processus de production des engrais mélangés*

De nombreuses opérations interviennent dans la production de tous les types d'engrais mélangés contenant de l'azote (en particulier les sels d'ammonium et le NP, le NK et le NPK): le mélange, la neutralisation⁴⁰, la formation de particules (par granulation ou solidification, par exemple), qu'il s'agisse d'un simple mélange physique ou de réactions chimiques.

En vertu du règlement d'exécution (annexe II, section 3), pour le mode de production des engrais mélangés, les limites du système relatives à la surveillance des émissions directes englobent:

«← le CO₂ issu de tous les combustibles directement ou indirectement liés à la production d'engrais, tels que les combustibles utilisés dans les séchoirs et pour chauffer les matières entrantes, et les matières utilisées pour l'épuration des gaz de combustion».

Les précurseurs pertinents sont (en cas d'utilisation dans le processus): l'ammoniac (sous forme 100 % ammoniac); l'acide nitrique (sous forme 100 % acide nitrique); l'urée; les engrais mélangés (en particulier les sels contenant de l'ammonium ou des nitrates). Les émissions indirectes résultant de l'électricité consommée au cours du processus de production devraient également être surveillées.

Si l'on s'en tient à la définition des limites du système proposée ci-dessus, on peut considérer que les étapes de production suivantes s'inscrivent dans les limites du processus de production des engrais mélangés:

- la préparation des matières premières;
- la production des engrais mélangés – toutes les étapes du processus;
- le contrôle des émissions – dans le but de traiter les rejets dans l'air, dans l'eau ou dans les sols.

La section 7.3.2 présente une **étude de cas** qui montre comment sont établies les émissions intrinsèques spécifiques directes et indirectes du **processus de production des engrais mélangés** et comment sont calculées les émissions intrinsèques des importations dans l'UE.

5.6 Secteur de la sidérurgie

L'encadré ci-dessous indique les sections du règlement d'exécution qui sont applicables à ce secteur pendant la période transitoire du MACF.

⁴⁰ Les engrais chimiques contenant de l'azote sont produits par neutralisation d'un acide avec de l'ammoniac pour former le sel d'ammonium correspondant. Les engrais produits de cette manière incluent le nitrate d'ammonium, l'ammonitrate granulé, le sulfate d'ammonium, les phosphates d'ammonium, le mélange d'urée et de nitrate d'ammonium.

Références dans le règlement d'exécution

- **Annexe II**, section 2, tableau 1 (Mise en correspondance des codes NC et des catégories agrégées de marchandises).
 - **Annexe II**, section 3 (Modes de production, limites du système et précurseurs pertinents), et plus précisément les sous-sections: 3.11 (Minerai aggloméré); 3.12 (Ferromanganèse, ferrochrome, ferronickel); 3.13 (Fonte brute); 3.14 (Fer de réduction directe); 3.15 (Acier brut); 3.16 (Produits en fonte, fer ou acier).
-

5.6.1 Unité de production et émissions intrinsèques

La quantité de marchandises déclarées dans le secteur de la sidérurgie importée dans l'UE devrait être exprimée en tonnes métriques. En tant qu'exploitant, vous devriez consigner la quantité de marchandises couvertes par le MACF produites par votre installation dans chaque processus de production, aux fins de la déclaration.

Secteur industriel	Fonte, fer et acier
Unité de production des marchandises	Tonnes (métriques), déclarées séparément pour chaque type de marchandises, par installation ou processus de production dans le pays d'origine.
Activités associées	Production, fusion ou raffinage de la fonte, du fer, de l'acier ou des ferro-alliages; fabrication de produits semi-finis et de produits sidérurgiques de base.
Gaz à effet de serre pertinents	Dioxyde de carbone (CO ₂)
Émissions directes	Tonnes (métriques) équivalent CO ₂
Émissions indirectes	Quantité d'électricité consommée (MWh), source et facteur d'émission utilisé pour calculer les émissions indirectes en tonnes (métriques) de CO ₂ ou équivalent CO ₂ . <i>À déclarer séparément pendant la période transitoire.</i>
Unité pour les émissions intrinsèques	Tonnes équivalent CO ₂ émises par tonne de marchandises, déclarées séparément pour chaque type de marchandise, par installation dans le pays d'origine.

Le secteur de la sidérurgie doit comptabiliser aussi bien les émissions directes que les émissions indirectes pendant la période transitoire. Les émissions indirectes doivent être déclarées séparément⁴¹. Les émissions devraient être déclarées en tonnes métriques équivalent CO₂ (teqCO₂) émises par tonne de marchandises produites. Cette donnée devrait être calculée pour chaque installation ou processus de production dans le pays d'origine.

⁴¹ Remarque: dans ce secteur, les émissions indirectes ne sont déclarées qu'au cours de la période transitoire (et non pendant la période définitive).

À noter que la section 7.2.2 présente plusieurs **études de cas** qui montrent comment sont établies les émissions intrinsèques spécifiques directes et indirectes des **produits en fonte, en fer ou en acier**, par la méthode du bilan massique, et comment sont calculées les émissions intrinsèques des importations dans l'UE.

Les sections qui suivent montrent comment les limites du système devraient être définies pour les marchandises du secteur de la sidérurgie et recensent les éléments du processus de production dont il faudrait tenir compte aux fins de la surveillance et de la déclaration.

5.6.2 Définition et explication des marchandises couvertes par le MACF dans ce secteur

Le Table 5-6 ci-dessous énumère les marchandises pertinentes qui relèvent du champ d'application du MACF pendant la période transitoire dans le secteur de la sidérurgie. La catégorie agrégée de marchandises dans la colonne de gauche définit les groupes pour lesquels il y a lieu de déterminer des «processus de production» conjoints aux fins de la surveillance.

Tableau 5-6: marchandises couvertes par le MACF dans le secteur de la sidérurgie

Catégorie agrégée de marchandises	Code NC du produit	Description
Minerai aggloméré⁴²	2601 12 00	Minerais de fer agglomérés et leurs concentrés, autres que les pyrites de fer grillées
Fontes brutes	7201	Fontes brutes et fontes spiegel ⁴³ en gueuses, saumons ou autres formes primaires
	7205 ⁴⁴	Certains produits sous 7205 (Grenailles et poudres de fonte brute, de fonte spiegel, de fer ou d'acier) peuvent être inclus ici.
Ferro-alliages: FeMn	7202 1	Ferromanganèse (FeMn)
Ferro-alliages: FeCr	7202 4	Ferrochrome (FeCr)
Ferro-alliages: FeNi	7202 6	Ferronickel (FeNi)
DRI	7203	Produits ferreux obtenus par réduction directe des minerais de fer et autres produits ferreux spongieux

⁴² 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 une utilisation directe dans la même installation) et de production de sinter.

⁴³ Fonte brute contenant un alliage de ferromanganèse.

⁴⁴ Seuls certains produits relevant de ce code NC sont des «fontes brutes», les autres marchandises relevant de ce code sont classées comme des «produits en fonte, fer ou acier».

Catégorie agrégée de marchandises	Code NC du produit	Description
Acier brut	7206, 7207, 7218 et 7224	<p>7206 – Fer et aciers non alliés en lingots ou autres formes primaires, à l'exclusion du fer du n° 7203</p> <p>7207 – Demi-produits en fer ou en aciers non alliés</p> <p>7218 – Aciers inoxydables en lingots ou autres formes primaires; demi-produits en aciers inoxydables</p> <p>7224 – Autres aciers alliés en lingots ou autres formes primaires; demi-produits en autres aciers alliés</p>
Produits en fonte, fer ou acier⁴⁵	Comprend: 7205, 7208-7217, 7219-7223, 7225-7229, 7301-7311, 7318 et 7326	<p>7205 – Grenailles et poudres de fonte brute, de fonte spiegel, de fer ou d'acier (si non couverts dans la catégorie «fontes brutes»)</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>7210 – Produits laminés plats, en fer ou en aciers non alliés, d'une largeur de 600 mm ou plus, plaqués ou revêtus</p> <p>7211 – Produits laminés plats, en fer ou en aciers non alliés, d'une largeur inférieure à 600 mm, non plaqués ni revêtus</p> <p>7212 – Produits laminés plats, en fer ou en aciers non alliés, d'une largeur inférieure à 600 mm, plaqués ou revêtus</p> <p>7213 – Fil machine en fer ou en aciers non alliés</p> <p>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</p> <p>7215 – Autres barres en fer ou en aciers non alliés</p> <p>7216 – Profilés en fer ou en aciers non alliés</p> <p>7217 – Fils en fer ou en aciers non alliés</p> <p>7219 – Produits laminés plats en aciers inoxydables, d'une largeur de 600 mm ou plus</p> <p>7220 – Produits laminés plats en aciers inoxydables, d'une largeur inférieure à 600 mm</p>

⁴⁵ Cette catégorie agrégée de marchandises inclut les produits semi-finis et les produits finis.

Catégorie agrégée de marchandises	Code NC du produit	Description
		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
		7227 – Fil machine en autres aciers alliés
		7228 – Barres et profilés en autres aciers alliés; barres creuses pour le forage en aciers alliés ou non alliés
		7229 – Fils en autres aciers alliés
		7301 – Palplanches en fer ou en acier, même percées ou faites d'éléments assemblés; profilés obtenus par soudage, en fer ou en acier
		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
		7303 – Tubes, tuyaux et profilés creux, en fonte
		7304 – Tubes, tuyaux et profilés creux, sans soudure, en fer ou en acier
		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
		7306 – Autres tubes, tuyaux et profilés creux (soudés, rivés, agrafés ou à bords simplement rapprochés, par exemple), en fer ou en acier
		7307 – Accessoires de tuyauterie (raccords, coudes, manchons, par exemple), en fonte, fer ou acier

Catégorie agrégée de marchandises	Code NC du produit	Description
		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 n° 9406; tôles, barres, profilés, tubes et similaires, en fonte, fer ou acier, préparés en vue de leur utilisation dans la construction
		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
		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
		7311 – Récipients pour gaz comprimés ou liquéfiés, en fonte, fer ou acier
		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
		7326 – Autres ouvrages en fer ou en acier

Source: règlement MACF, annexe I; règlement d'exécution, annexe II.

Les catégories agrégées de marchandises énumérées dans le Table 5-6 comprennent des produits finis et des précurseurs (produits intermédiaires) consommés lors de la production de produits en fonte, en fer ou en acier. Seules les matières entrantes considérées comme des précurseurs pertinents pour les limites du processus de production spécifiées dans le règlement d'exécution doivent être prises en considération. Le Table 5-7 ci-dessous indique les précurseurs possibles par catégorie agrégée de marchandises et mode de production.

Tableau 5-7: catégories agrégées de marchandises, modes de production et précurseurs pertinents possibles

Catégorie agrégée de marchandises	Précurseurs pertinents
<i>Mode de production</i>	
Minerai aggloméré	Néant
Ferro-alliages (FeMn, FeCr, FeNi)	Minerai aggloméré, en cas d'utilisation dans le processus.
Fontes brutes <i>Filière hauts-fourneaux</i> <i>Fusion réductrice</i>	Hydrogène, minerai aggloméré, ferro-alliages, fonte brute/fer de réduction directe (si ce dernier provient d'autres installations ou processus de production et est utilisé dans le processus).
Fer de réduction directe	Hydrogène, minerai aggloméré, ferro-alliages, fonte brute/fer de réduction directe (si ce dernier provient d'autres installations ou processus de production et est utilisé dans le processus).
Acier brut <i>Aciérie à l'oxygène</i> <i>Four électrique à arc</i>	Ferro-alliages, fonte brute, fer de réduction directe, acier brut (si ce dernier provient d'autres installations ou processus de production et est utilisé dans le processus).
Produits en fonte, fer ou acier	Ferro-alliages, fonte brute, fer de réduction directe, acier brut, produits en fonte, fer ou acier (en cas d'utilisation dans le processus).

Tous les précurseurs ne s'appliquent pas dans chaque cas. L'hydrogène, par exemple, pourrait devenir pertinent seulement à l'avenir.

À noter que, dans certains cas, une catégorie agrégée de marchandises peut être un précurseur de sa propre catégorie. Voir l'exemple ci-dessous.

Exemple: dans une installation qui produit des vis et des écrous à partir de profilés en acier, les profilés sont le précurseur, mais aussi bien les profilés que les vis et écrous sont compris dans la même catégorie agrégée de marchandises.

Les émissions intrinsèques des vis et des écrous comprendront les émissions du processus de production (la chaleur appliquée pour rendre les profilés malléables, et pour recuire le produit final) et les émissions intrinsèques des profilés en acier. À noter que cet élément a toute son importance, car la masse des profilés précurseurs et la masse des vis et écrous en tant que produit final ne seront pas les mêmes – si, par exemple, 20 % de la masse initiale est enlevée (et jetée en tant que ferraille), il faut 100 t de précurseur pour 80 t de produit final.

Certains types de produits en fonte, fer ou acier ont été exclus du champ d'application du MACF. Il s'agit, en particulier, de certains autres types de ferro-alliages relevant des codes NC 7202⁴⁶ et NC 7204 – Déchets et débris de fonte, de fer ou d'acier (ferrailles).

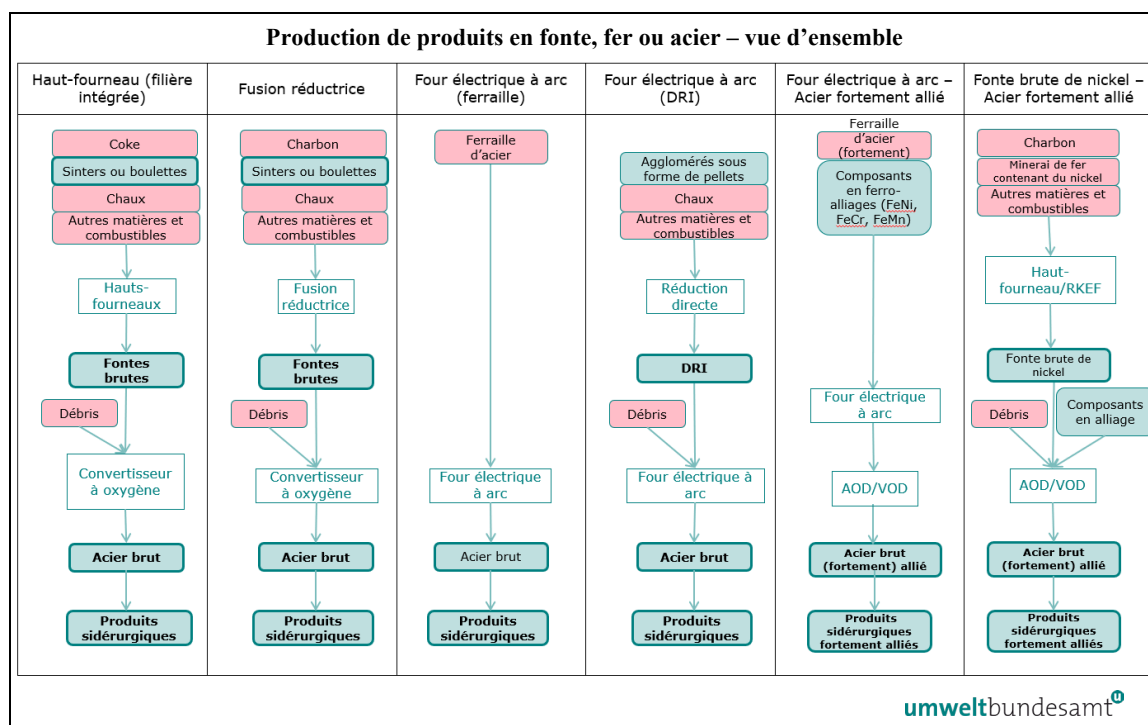
La production de produits en fonte, fer ou acier passe par plusieurs modes de production différents, présentés ci-après.

5.6.3 Définition et explication des processus de production concernés et des émissions couvertes

Les limites du système pour les précurseurs et les produits finis de base en fonte, fer ou acier sont distinctes et peuvent, sous certaines conditions, se cumuler pour inclure tous les processus liés directement ou indirectement aux processus de production de ces marchandises, y compris les activités entrantes qui contribuent au processus et les activités sortantes qui en résultent (voir section 6.3).

Le diagramme suivant présente les différents modes de production des produits en fonte, fer ou acier.

Figure 5-5: limites du système et chaîne de valeur dans la production de produits en fonte, fer ou acier



La production de précurseurs et de produits finis passe par plusieurs modes de production différents, présentés ci-après. La section 7.2.1.1 présente les émissions qu'il convient de surveiller dans le secteur de la sidérurgie.

⁴⁶ Les autres ferro-alliages non couverts par le MACF sont le ferrosilicium, le ferrosilicomanganèse, le ferrosilicochrome, le ferromolybdène, le ferrotungstène et le ferrosilicotungstène, etc.

5.6.3.1 Processus de production du minerai aggloméré

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 une utilisation directe dans la même installation) et de production de sinter. La pelletisation et le frittage sont des procédés complémentaires dans la préparation et l'agglomération des matières premières d'oxyde de fer utilisées dans la sidérurgie. Avec la pelletisation, les oxydes de fer sont broyés et mélangés à des additifs pour former des boulettes, qui subissent ensuite un traitement thermique. Dans la production de minerai aggloméré, les oxydes de fer sont mélangés à du menu coke et d'autres additifs, puis ce mélange est aggloméré dans un four pour former une matière poreuse comparable au clinker, qu'on appelle «sinter». D'ordinaire, le sinter est produit et utilisé dans les aciéries. Les boulettes peuvent être produites dans les aciéries ou à distance, sur des sites d'extraction.

À noter que les boulettes de ferro-alliages et le sinter produits à partir de minerai de fer peuvent également être couverts par ce processus de production (code NC 2601 12 00).

En vertu du règlement d'exécution (annexe II, section 3), pour le mode de production du minerai aggloméré, les limites du système relatives à la surveillance des émissions directes englobent:

«– le CO₂ associé à des matières telles que le calcaire et autres carbonates ou minerais carbonatés;

– le CO₂ 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; directement ou indirectement liés au procédé de production, et les matières utilisées pour l'épuration des gaz de combustion».

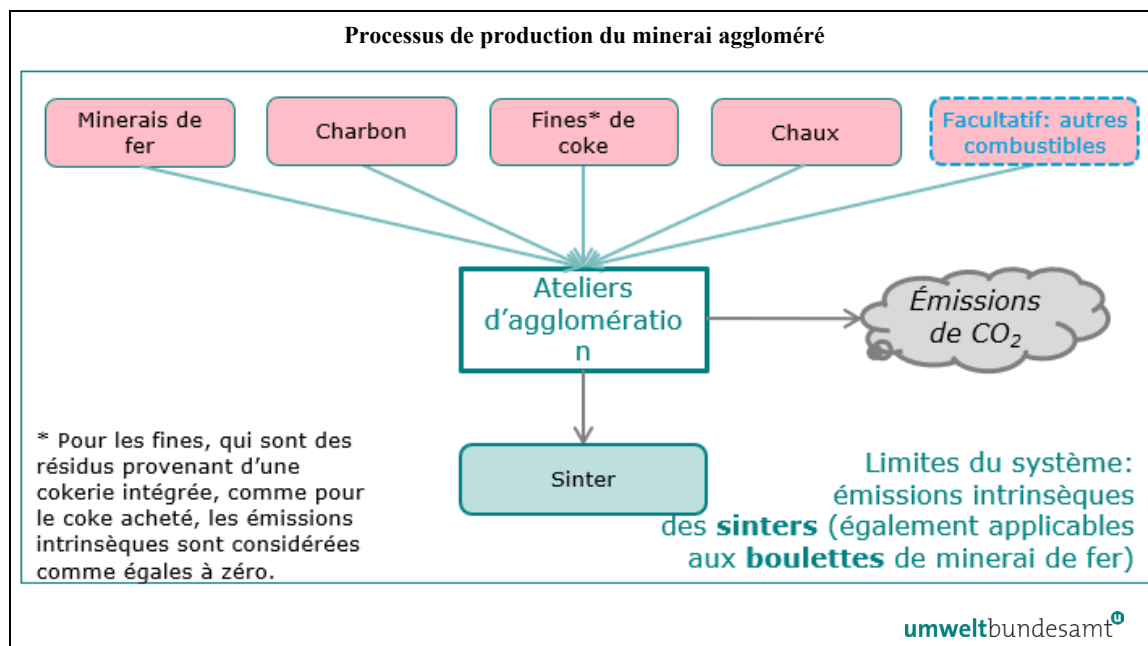
Il n'y a pas de précurseur pertinent pour ce processus de production. Les émissions indirectes résultant de l'électricité consommée au cours du processus de production devraient également être surveillées.

Si l'on s'en tient à la définition des limites du système proposée ci-dessus, on peut considérer que les étapes de production suivantes s'inscrivent dans les limites du processus de production de boulettes de minerai de fer et de sinter:

- la manutention et le prétraitement des matières premières – le séchage et le broyage des matières premières de minerai de fer;
- le dosage et le mélange des matières premières – la préparation du mélange de matières premières pour les boulettes et le sinter; le stockage du mélange de matières premières dans des silos ou des trémies au début du processus;
- pour les boulettes de minerai de fer seulement – la formation des boulettes et le traitement thermique, le criblage;
- pour le minerai aggloméré seulement – la préparation des matières premières, le frittage dans un four, avant concassage, le criblage, l'acheminement et le refroidissement;
- le contrôle des émissions – le traitement des gaz résiduels, en particulier.

La Figure 5-6 suivante montre les limites des processus de production du sinter (ou des boulettes de minerai de fer).

Figure 5-6: limites du processus de production du minerai aggloméré



5.6.3.2 Processus de production des ferro-alliages pour le FeMn, le FeCr et le FeNi

Ce processus couvre la production des alliages suivants: ferromanganèse (FeMn), ferrochrome (FeCr) et ferronickel (FeNi), 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 (voir section 5.6.3.3). La fonte brute de nickel est incluse si la teneur en nickel est supérieure à 10 %; en dessous de 10 %, la fonte brute de nickel relève de la section «Fonte brute – filière hauts-fourneaux».

Les différents ferro-alliages sont produits par fusion réductrice avec l'ajout d'un agent réducteur, comme le coke, dans le four électrique à arc, en même temps que d'autres additifs. Différents types de four électrique à arc peuvent être utilisés, en fonction du processus de production du ferro-alliage; pour le ferronickel, une étape de production supplémentaire de calcination et de réduction préalable intervient avant la fusion. Après la fusion dans le four électrique à arc, l'alliage métallique liquide est prélevé et coulé dans des moules, et le métal solidifié est alors concassé ou granulé en fonction des exigences du client.

En vertu du règlement d'exécution (annexe II, section 3), pour les processus de production des ferro-alliages (FeMn, FeCr et FeNi) et des fontes brutes, les limites du système relatives à la surveillance des émissions directes englobent:

- «– les émissions de CO₂ résultant de la consommation de combustibles, indépendamment de leur utilisation énergétique ou non énergétique;
- les émissions de CO₂ issues de matières entrantes telles que du calcaire ou résultant de l'épuration des gaz de combustion;
- les 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 à la section B.3.2 de l'annexe III».

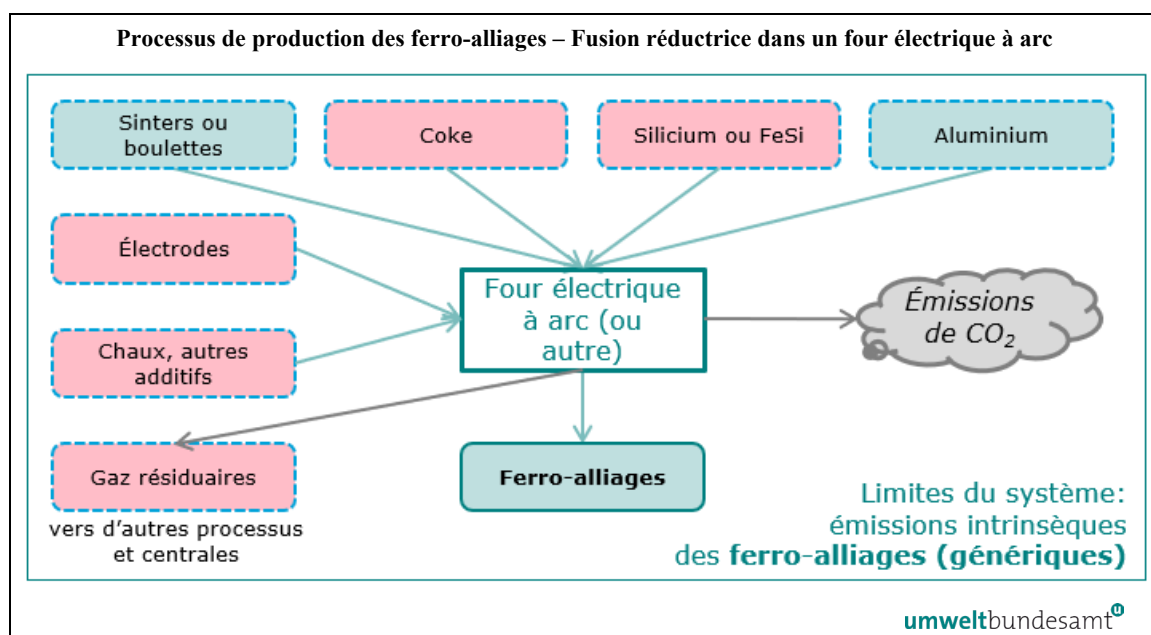
Le minerai aggloméré (en cas d'utilisation dans le processus) est un précurseur pertinent. Les émissions indirectes résultant de l'électricité consommée au cours du processus de production devraient également être surveillées.

Si l'on s'en tient à la définition des limites du système proposée ci-dessus, on peut considérer que les étapes de production suivantes s'inscrivent dans les limites du système des installations produisant des ferro-alliages:

- la manutention et le prétraitement des matières premières – boulettes et sinter pour le FeMn et le FeCr, calcination et réduction préalable dans un four rotatif pour le FeNi;
- le processus de production dans un four électrique à arc – toutes les étapes, y compris la charge, la fusion, l'affinage primaire et le taraudage du four primaire;
- la décarburation et la métallurgie secondaire – si nécessaire pour produire des ferro-alliages présentant différents teneurs en carbone;
- la station de coulée – y compris la coulée et la découpe, les stations de préchauffage pour la coulée des lingots;
- le concassage et la granulation;
- le contrôle des émissions – dans le but de traiter les rejets dans l'air, dans l'eau ou dans les sols, y compris les installations de dépoussiérage, l'unité de postcombustion, le traitement des scories.

La Figure 5-7 suivante montre les limites des processus pertinents pour la production des ferro-alliages.

Figure 5-7: limites des processus de production des ferro-alliages



À noter que les matières premières entrantes pour les ferro-alliages peuvent comprendre les boulettes et le sinter produits selon le processus de production différent (code NC 2601 12 00) du minerai de fer aggloméré.

La méthode du bilan massique permet de connaître la quantité totale de carbone consommée ou produite (carbone qui reste dans l'acier, en déchets ou en scories) au cours du processus de production dans un four électrique à arc. La section 7.2.2.2 contient une **étude de cas** qui montre comment est appliquée la méthode du bilan massique.

5.6.3.3 Fonte brute – filière hauts-fourneaux

Cette filière produit de la fonte brute liquide («métal chaud») qui peut être alliée (les fontes spiegel et la fonte brute de nickel⁴⁷, par exemple) ou non alliée. L'unité de production principale dans ce processus de production est le haut-fourneau. Les matières entrantes dans les hauts-fourneaux comprennent les boulettes de minerai de fer ou le minerai aggloméré, les combustibles et d'autres matières premières, dont celles qui servent d'agent réducteur. Dans les hauts-fourneaux, l'oxyde de fer est réduit en métal de fer. Le métal chaud produit est ensuite prélevé et est soit coulé soit converti directement en acier brut lors de l'étape suivante à l'aide du convertisseur à oxygène. Cette étape relève d'un autre processus de production, voir la section «Acier brut – Aciérie à l'oxygène».

En vertu du règlement d'exécution (annexe II, section 3), pour le mode de production de la fonte brute par la filière hauts-fourneaux, les limites du système relatives à la surveillance des émissions directes englobent:

«– le 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 résiduaires tels que le gaz de cokerie, le gaz de haut-fourneau ou le gaz de convertisseur;

– lorsque de la biomasse est utilisée, les dispositions de la section B.3.3 de l'annexe III sont prises en considération;

– le CO₂ associé à des matières telles que le calcaire, la magnésite, et d'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 à la section B.3.2 de l'annexe III».

Les précurseurs pertinents sont (en cas d'utilisation dans le processus): le minerai aggloméré; la fonte brute ou le fer de réduction directe d'autres installations ou processus de production; les ferro-alliages FeMn, FeCr, FeNi; et l'hydrogène, en cas d'utilisation.

⁴⁷ La fonte brute de nickel est couverte par ce processus de production si la teneur en nickel est inférieure à 10 %; au-delà de 10 %, elle est couverte par le processus de production des ferro-alliages.

Les émissions indirectes résultant de l'électricité consommée au cours du processus de production devraient également être surveillées.

Si l'on s'en tient à la définition des limites du système proposée ci-dessus, on peut considérer que les étapes de production suivantes s'inscrivent dans les limites du système des installations de hauts-fourneaux:

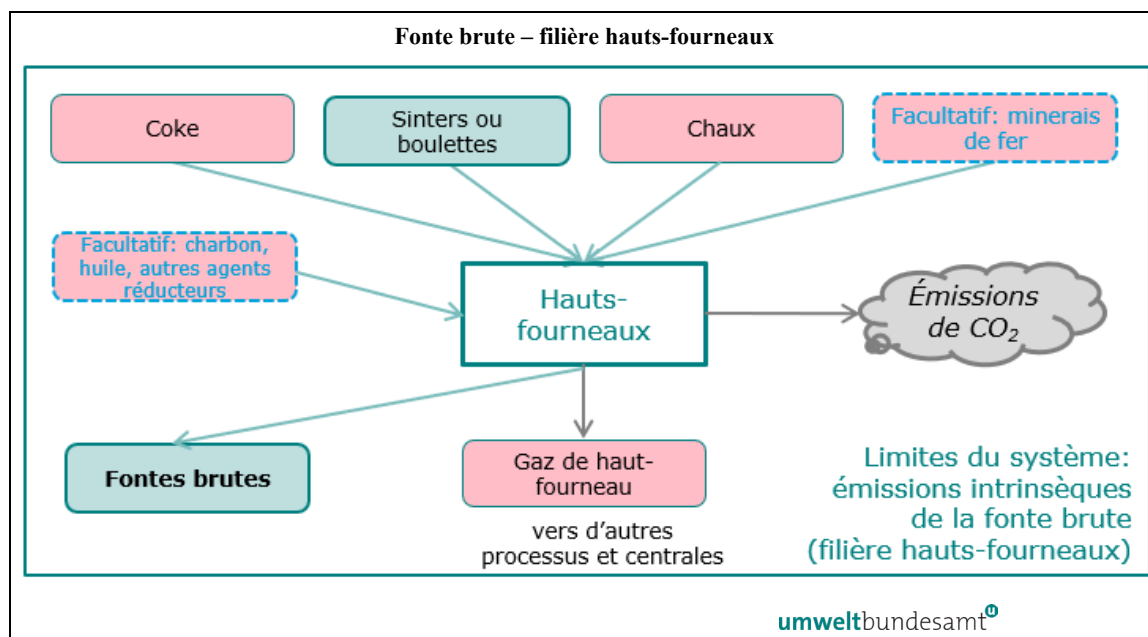
- la manutention et le prétraitement des matières premières;
- le stockage et la préparation des combustibles – par exemple le séchage du charbon et la préparation de l'injection de charbon pulvérisé, les stations de préchauffage des récipients;
- la production du métal chaud – toutes les étapes du processus qui produisent de la fonte brute liquide, l'unité principale étant le haut-fourneau en lui-même (ou «appareil»), avec les unités de traitement du métal chaud, les soufflantes, les cowpers, la production d'air comprimé, l'injection de vapeur dans l'unité du haut-fourneau, l'installation de production de vapeur, etc.;
- le contrôle des émissions – dans le but de traiter les rejets dans l'air, dans l'eau ou dans les sols, en ce compris le traitement des scories, le traitement du gaz résiduaire, les unités de dépoussiérage, l'agglomération des poussières;
- divers, non mentionné ci-dessus.

La *Figure 5-8* suivante montre les limites de la filière hauts-fourneaux.

Si toute la fonte brute liquide issue du haut-fourneau était utilisée dans le processus d'aciérie à l'oxygène pour produire de l'acier brut, il ne serait pas nécessaire de surveiller les émissions de la filière hauts-fourneaux séparément. À la place, un processus de production commun pourrait être défini pour l'élaboration d'acier brut.

La méthode du bilan massique permet de connaître la quantité totale de carbone consommée ou produite (carbone qui reste dans le produit, en déchets ou en scories) au cours du processus de production. La section 7.2.2.1 contient une **étude de cas** qui montre comment est appliquée la méthode du bilan massique.

Figure 5-8: limites du système pour la «Fonte brute – filière hauts-fourneaux»



5.6.3.4 Fonte brute – Mode de production par fusion réductrice

La fusion réductrice permet de produire de la fonte brute à partir de minerai aggloméré, de boulettes de minerai de fer ou de résidus issus de la fabrication du fer, en utilisant différents combustibles et agents réducteurs. C'est un processus en deux étapes: d'abord, la réduction du minerai de fer, puis la fusion pour produire de la fonte brute liquide/du métal chaud.

En vertu du règlement d'exécution (annexe II, section 3), pour le mode de production de la fonte brute par fusion réductrice, les limites du système relatives à la surveillance des émissions directes englobent:

«– le CO₂ issu de combustibles et d'agents réducteurs tels que, entre autres, 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 résultant du procédé ou le gaz de convertisseur;

– lorsque de la biomasse est utilisée, les dispositions de la section B.3.3 de l'annexe III sont prises en considération;

– le CO₂ associé à des matières telles que le calcaire, la magnésite, et d'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 à la section B.3.2 de l'annexe III».

Les précurseurs pertinents sont (en cas d'utilisation dans le processus): le minerai aggloméré; la fonte brute ou le fer de réduction directe d'autres installations ou processus de production; les ferro-alliages FeMn, FeCr, FeNi; et l'hydrogène, en cas d'utilisation.

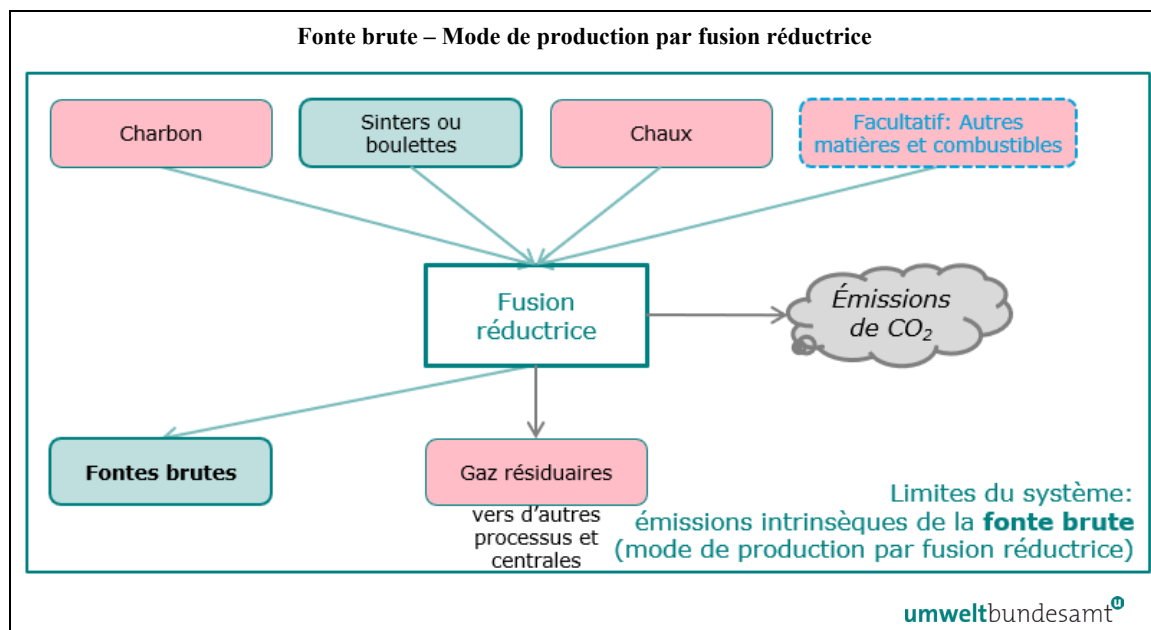
Les émissions indirectes résultant de l'électricité consommée au cours du processus de production devraient également être surveillées.

Si l'on s'en tient à la définition des limites du système proposée ci-dessus, on peut considérer que les étapes de production suivantes s'inscrivent dans les limites du système des installations par fusion réductrice:

- la manutention et le prétraitement des matières premières;
- le stockage et la préparation des combustibles;
- le processus de fusion réductrice – toutes les étapes du processus qui produisent du métal chaud;
- la station de coulée;
- le contrôle des émissions – l'épuration des gaz de combustion, en particulier.

La *Figure 5-9* suivante montre les limites du processus de production de la fonte brute par fusion réductrice.

Figure 5-9: limites du système pour la «Fonte brute – mode de production par fusion réductrice»



La méthode du bilan massique permet de connaître la quantité totale de carbone consommée ou produite (carbone qui reste dans le produit, en déchets ou en scories) au cours du processus de production. La section 7.2.2.1 contient une **étude de cas** qui montre comment est appliquée la méthode du bilan massique.

5.6.3.5 Processus de production du fer de réduction directe

Selon la méthode de réduction directe, du fer primaire solide est produit à partir de minerai à forte teneur en fer (boulettes, sinter ou concentrés). Le processus repose sur différentes

technologies qui peuvent utiliser différentes qualités de minerais (qui peuvent nécessiter la pelletisation ou le frittage) et différents combustibles et agents réducteurs (gaz naturel, différents combustibles fossiles ou biomasse, hydrogène). On parle de fer de réduction directe pour désigner le produit solide. Différents types de fer de réduction directe sont produits, comme la tournure de fer et le fer aggloméré à chaud. Le fer de réduction directe est parfois utilisé directement comme matière première dans les fours électriques à arc ou dans d'autres processus en aval. Les modes de production à l'hydrogène joueront vraisemblablement un rôle majeur dans la décarbonation de la sidérurgie ces prochaines années.

En vertu du règlement d'exécution (annexe II, section 3), pour le mode de production du fer de réduction directe, les limites du système relatives à la surveillance des émissions directes englobent:

«– le CO₂ issu de combustibles et d'agents réducteurs tels que, notamment, le gaz naturel, le fioul, les gaz résiduaux résultant du procédé ou le gaz de convertisseur;

– lorsque du biogaz ou d'autres formes de biomasse sont utilisés, les dispositions de la section B.3.3 de l'annexe III sont prises en considération;

– le CO₂ associé à des matières telles que le calcaire, la magnésite, et d'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 à la section B.3.2 de l'annexe III».

Les précurseurs pertinents sont (en cas d'utilisation dans le processus): le minerai aggloméré; l'hydrogène; la fonte brute ou le fer de réduction directe d'autres installations ou processus de production; les ferro-alliages FeMn, FeCr, FeNi, en cas d'utilisation. Les émissions indirectes résultant de l'électricité consommée au cours du processus de production devraient également être surveillées.

Si l'on s'en tient à la définition des limites du système proposée ci-dessus, on peut considérer que les étapes de production suivantes s'inscrivent dans les limites du système des installations produisant du fer de réduction directe:

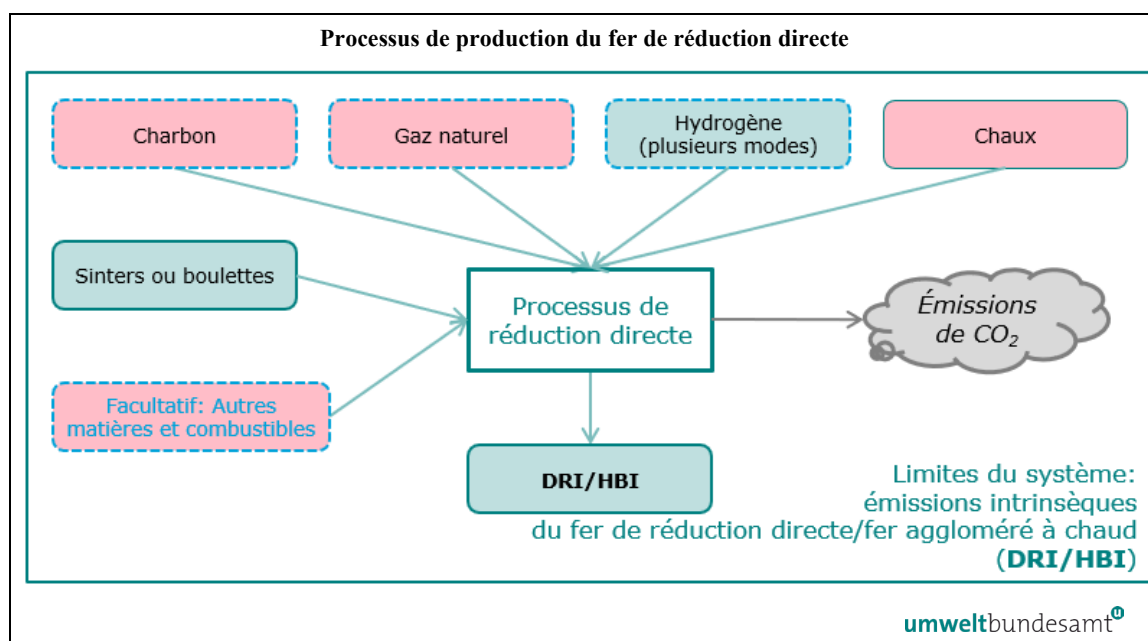
- la manutention et le prétraitement des matières premières;
- le stockage et la préparation des combustibles – charbon, gaz naturel ou hydrogène, etc.;
- le processus de réduction directe pour la production de fer – toutes les étapes du processus qui produisent du fer aggloméré à chaud, le cas échéant;
- le contrôle des émissions – l'épuration des gaz de combustion, en particulier.

La *Figure 5-10* suivante montre les limites des processus pertinents pour la production du fer de réduction directe. Bien que plusieurs processus différents soient appliqués dans la pratique, les limites du système de haut niveau sont très similaires et peuvent donc être représentées sur un même diagramme.

À noter que lorsqu'une installation ne vend ou ne transfère pas le fer de réduction directe produit à d'autres installations, il n'est pas nécessaire de surveiller les émissions issues du processus de production du fer de réduction directe séparément. Un processus de production commun comprenant l'élaboration d'acier peut être utilisé.

La méthode du bilan massique permet de connaître la quantité totale de carbone consommée ou produite (carbone qui reste dans le produit, en déchets ou en scories) au cours du processus de production. La section 7.2.2.1 contient une **étude de cas** qui montre comment est appliquée la méthode du bilan massique.

Figure 5-10: limites du processus de production du fer de réduction directe



5.6.3.6 Acier brut – Mode de production par aciérie à l'oxygène

Si ce mode de production commence avec du métal chaud (fonte brute liquide), ce dernier est directement converti en acier brut par le convertisseur à oxygène dans le cadre d'un processus ininterrompu. Après le convertisseur, un processus de décarburation de l'acier par décarburation à l'argon ou décarburation à l'oxygène par le vide est parfois appliqué, suivi de divers processus de métallurgie secondaire tels que le dégazage par le vide pour éliminer les gaz dissous. L'acier brut est ensuite coulé dans ses formes primaires par coulée continue ou coulée en lingotières, phase qui peut être suivie d'un laminage à chaud ou d'un forgeage à chaud pour obtenir les produits semi-finis en acier brut (code NC 7207, 7218 et 7224).

En vertu du règlement d'exécution (annexe II, section 3), pour le mode de production de l'acier brut par aciérie à l'oxygène, les limites du système relatives à la surveillance des émissions directes englobent:

«– le CO₂ issu de combustibles tels que, notamment, le charbon, le gaz naturel, le fioul, les gaz résiduaires tels que le gaz de haut-fourneau, le gaz de cokerie ou le gaz de convertisseur;

– le CO₂ associé à des matières telles que le calcaire, la magnésite, et d'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 à la section B.3.2 de l'annexe III».

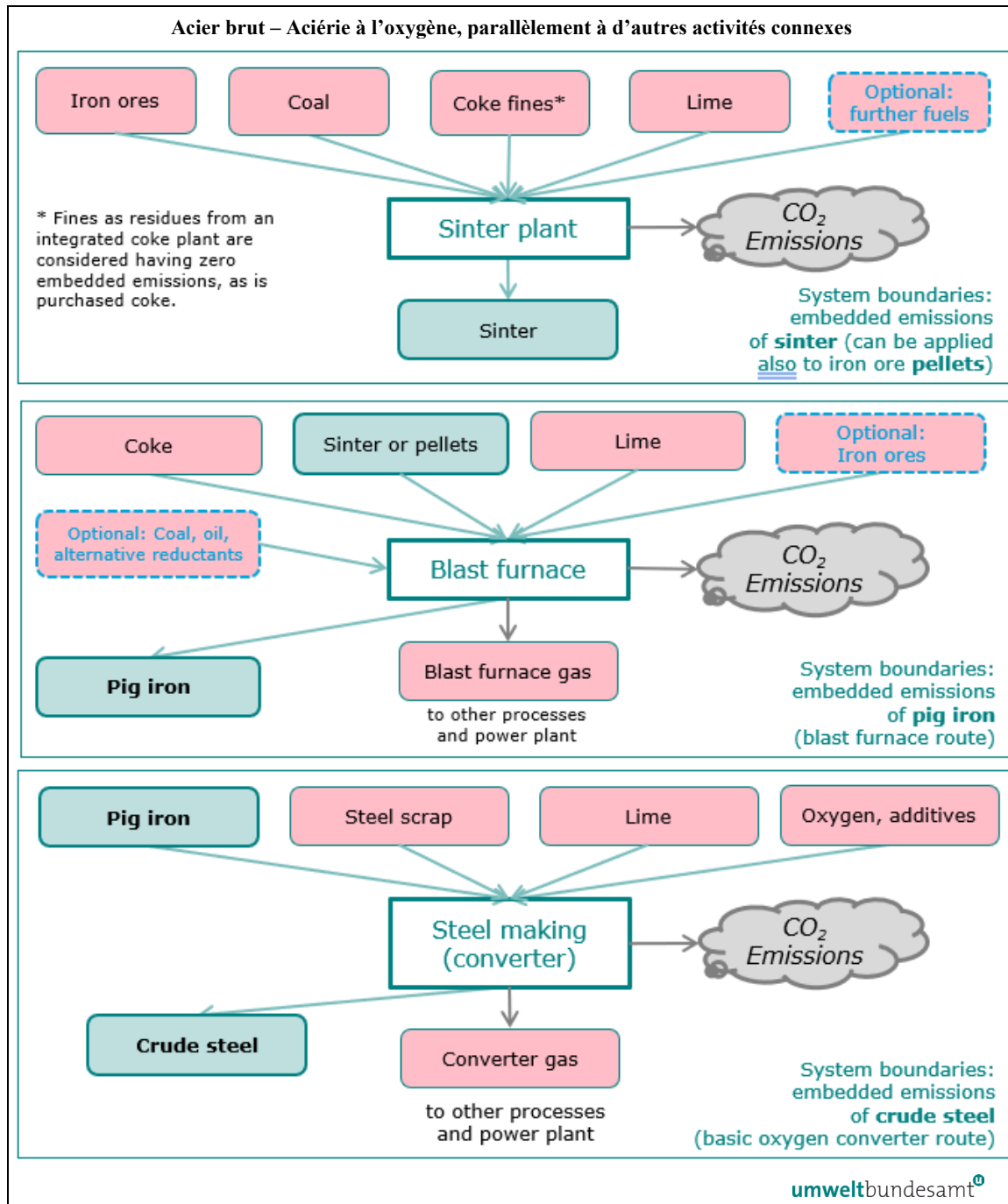
Les précurseurs pertinents sont (en cas d'utilisation dans le processus): la fonte brute, le fer de réduction directe; les ferro-alliages FeMn, FeCr, FeNi; et l'acier brut d'autres installations ou processus de production, en cas d'utilisation. Les émissions indirectes résultant de l'électricité consommée au cours du processus de production devraient également être surveillées.

Si l'on s'en tient à la définition des limites du système proposée ci-dessus, on peut considérer que les étapes de production suivantes s'inscrivent dans les limites du système des installations d'aciérie à l'oxygène:

- le convertisseur à oxygène;
- la décarburation – les procédés de décarburation à l'argon ou de décarburation à l'oxygène par le vide, le cas échéant;
- la métallurgie secondaire et le dégazage par le vide;
- la station de coulée – la coulée continue ou coulée en lingotières, l'équipement de préchauffage;
- le laminage à chaud ou le forgeage à chaud – le cas échéant, seulement le laminage à chaud primaire et le dégrossissage par forgeage pour obtenir des produits semi-finis;
- l'ensemble des activités auxiliaires nécessaires – telles que les transferts, le réchauffage;
- le contrôle des émissions – en particulier, l'épuration des gaz de combustion, les unités de dépoussiérage, le traitement des scories.

À noter que 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».

Figure 5-11: limites du système de l'aciérie à l'oxygène et des processus connexes.



Dans les usines sidérurgiques intégrées, la fonte brute liquide («métal chaud») directement chargée dans le convertisseur d'oxygène est le produit qui sépare le processus de production de la fonte brute (en bas à gauche dans la Figure 5-11 ci-dessus) du processus de production de l'acier brut (en bas à droite).

Le processus intégré d'aciérie à l'oxygène/hauts-fourneaux est de loin le plus complexe et se caractérise par des réseaux de matières et de flux d'énergie interdépendants entre les différentes unités de production. À noter que le coke (en haut à gauche) est considéré comme une matière première à émissions intrinsèques nulles.

Lorsque toute la fonte brute liquide issue du haut-fourneau est utilisée dans le processus d'aciérie à l'oxygène pour produire de l'acier brut, il n'est pas nécessaire de surveiller les émissions de la filière hauts-fourneaux séparément. À la place, un processus de production commun pourrait être défini pour l'élaboration d'acier brut.

La méthode du bilan massique permet de connaître la quantité totale de carbone consommée ou produite (carbone qui reste dans le produit sidérurgique, ou en déchets et en scories) au cours du processus de production.

La section 7.2.2.1 contient une **étude de cas** qui montre comment est appliquée la méthode du bilan massique pour ce mode de production.

5.6.3.7 Acier brut – mode de production par four électrique à arc

La fusion directe de matières contenant du fer se fait généralement dans un four électrique à arc. Les matières premières utilisées dans ce mode de production sont le fer métallique et en particulier la ferraille⁴⁸ et le fer de réduction directe. Lorsque les quantités de fer de réduction directe sont importantes, l'un des différents modes de production correspondants s'applique. Après la fusion dans un four électrique à arc, un processus de décarburation de l'acier par décarburation à l'argon ou décarburation à l'oxygène par le vide est parfois appliqué, suivi de divers processus de métallurgie secondaire tels que la désulfuration et le dégazage par le vide pour éliminer les gaz dissous. L'électricité est le principal apport énergétique au four électrique à arc.

En vertu du règlement d'exécution (annexe II, section 3), pour le mode de production de l'acier brut par four électrique à arc, les limites du système relatives à la surveillance des émissions directes englobent:

«– le CO₂ issu de combustibles tels que le charbon, le gaz naturel, le fioul, ainsi que de gaz résiduels tels que le gaz de haut-fourneau, le gaz de cokerie ou le gaz de convertisseur;

– le CO₂ résultant de la consommation d'électrodes et de pâtes à électrode;

– le CO₂ associé à des matières telles que le calcaire, la magnésite, et d'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 à la section B.3.2 de l'annexe III».

Les précurseurs pertinents sont (en cas d'utilisation dans le processus): la fonte brute, le fer de réduction directe; les ferro-alliages FeMn, FeCr, FeNi; et l'acier brut d'autres installations ou processus de production, en cas d'utilisation. Les émissions indirectes

⁴⁸ Lorsque seuls des déchets post-consommation sont utilisés, les émissions intrinsèques sont considérées comme nulles.

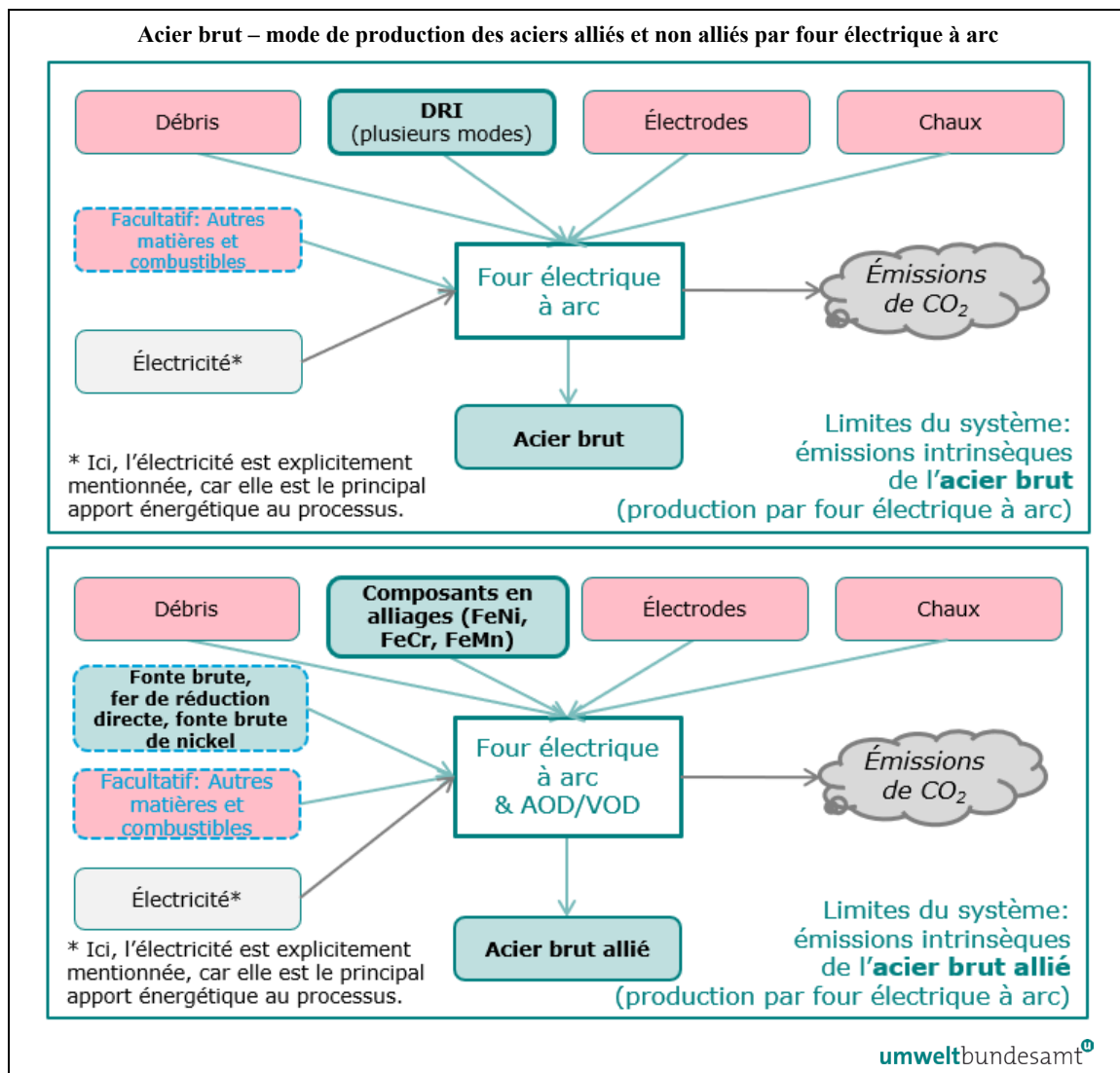
résultant de l'électricité consommée au cours du processus de production doivent également être surveillées.

Si l'on s'en tient à la définition des limites du système proposée ci-dessus, on peut considérer que les étapes de production suivantes s'inscrivent dans les limites des installations produisant de l'acier brut par four électrique à arc: – l'ensemble des activités et unités pertinentes telles que:

- la manutention et le prétraitement des matières premières – le séchage de la ferraille et le préchauffage des matières premières;
- le processus de production dans un four électrique à arc – toutes les étapes, y compris la charge, la fusion, l'affinage primaire et le taraudage de l'acier et des scories dans le four primaire;
- la décarburation – les procédés de décarburation à l'argon ou de décarburation à l'oxygène par le vide, le cas échéant;
- la métallurgie secondaire et le dégazage par le vide;
- la station de coulée – la coulée continue ou coulée en lingotières, l'équipement de préchauffage;
- le laminage à chaud ou le forgeage à chaud – le cas échéant, seulement le laminage à chaud primaire et le dégrossissage par forgeage pour obtenir des produits semi-finis;
- l'ensemble des activités auxiliaires nécessaires – telles que les transferts, le chauffage des équipements, le réchauffage;
- le contrôle des émissions – en particulier, l'épuration des gaz de combustion, les unités de dépoussiérage, le traitement des scories.

À noter que 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».

Figure 5-12: limites du système pour l'acier brut – mode de production par four électrique à arc



Il existe plusieurs modes de production par four électrique à arc, pour l'acier brut et l'acier brut allié, qui sont globalement similaires et présentés côte à côte dans la Figure 5-12.

La méthode du bilan massique permet de connaître la quantité totale de carbone consommée ou produite (carbone qui reste dans l'acier, ou en déchets et en scories) au cours du processus de production dans un four électrique à arc.

La section 7.2.2.2 contient une **étude de cas** qui montre comment est appliquée la méthode du bilan massique pour ce mode de production.

5.6.3.8 Processus de production des produits en fonte, fer ou acier

Les produits en fonte, fer ou acier sont issus de la transformation de l'acier brut, des produits semi-finis et d'autres produits sidérurgiques finis par toutes sortes d'étapes de formage et de finition, notamment: le réchauffage, la refusion, la coulée, le laminage à

chaud, le laminage à froid, le forgeage, le décapage, le recuit, la métallisation, le revêtement, la galvanisation, le tréfilage, la découpe, le soudage, la finition.

En vertu du règlement d'exécution (annexe II, section 3), pour le mode de production des produits en fonte, fer ou acier, les limites du système relatives à la surveillance des émissions directes englobent:

«– toutes les émissions de CO₂ résultant de la combustion de combustibles et les émissions de procédé résultant du traitement des fumées, en lien avec les étapes de production appliquées dans l'installation, y compris, sans toutefois s'y limiter: le réchauffage, la refusion, la coulée, le laminage à chaud, le laminage à froid, le forgeage, le décapage, le recuit, la métallisation, le revêtement, la galvanisation, le tréfilage, la découpe, le soudage et la finition des produits en fonte, fer ou acier».

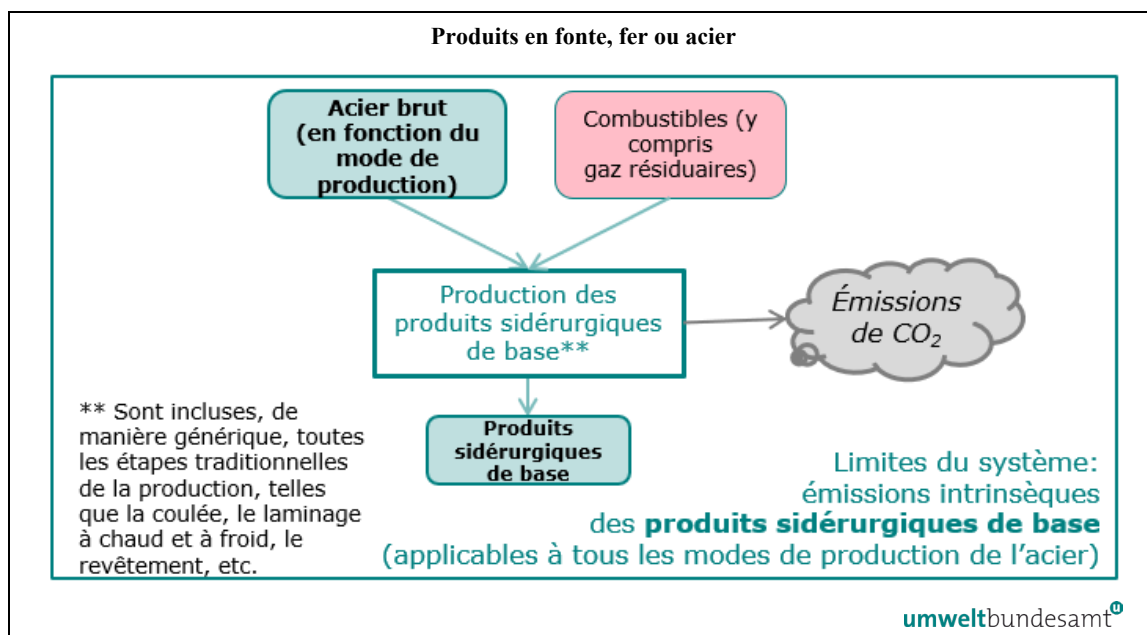
Les précurseurs pertinents sont (en cas d'utilisation dans le processus): l'acier brut; la fonte brute, le fer de réduction directe; les ferro-alliages FeMn, FeCr, FeNi; et les autres produits en fonte, fer ou acier. Les émissions indirectes résultant de l'électricité consommée au cours du processus de production devraient également être surveillées.

Si l'on s'en tient à la définition des limites du système proposée ci-dessus, on peut considérer que les étapes de production suivantes s'inscrivent dans les limites des produits sidérurgiques de base:

- la préparation des matières premières – y compris le préchauffage, la refusion et l'alliage;
- les processus de formage des produits sidérurgiques de base – toutes les étapes du processus de formage, telles que la coulée, le laminage à chaud et à froid, le dégrossissage par forgeage, le tréfilage;
- les activités de finition – toutes les étapes de finition, telles que le traitement des surfaces (le décapage, le recuit, la métallisation, le revêtement, la galvanisation) et les autres étapes de fabrication (la découpe, le soudage, la finition);
- le contrôle des émissions – dans le but de traiter les rejets dans l'air, dans l'eau ou dans les sols.

La *Figure 5-13* suivante montre les limites du système pour la transformation de l'acier brut en produits sidérurgiques de base.

Figure 5-13: limites du processus de production des produits en acier



À noter que pour les produits en fonte, fer ou acier qui contiennent plus de 5 % par masse d'autres matières, par exemple les matériaux d'isolation relevant du code NC 7309 00 30 [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, même avec revêtement intérieur ou calorifuge], **seule la masse de la fonte, du fer ou de l'acier est déclarée** comme masse des marchandises produites.

La section 7.2.2 présente plusieurs **études de cas** qui montrent comment sont établies les émissions intrinsèques spécifiques directes et indirectes des **produits en fonte, en fer ou en acier**, par la méthode du bilan massique, et comment sont calculées les émissions intrinsèques des importations dans l'UE.

5.7 Aluminium

L'encadré ci-dessous indique les sections du règlement d'exécution qui sont applicables à ce secteur pendant la période transitoire du MACF.

Références dans le règlement d'exécution

- **Annexe II**, section 2, tableau 1 (Mise en correspondance des codes NC et des catégories agrégées de marchandises).
- **Annexe II**, section 3 (Modes de production, limites du système et précurseurs pertinents), et plus précisément les sous-sections: 3.17 (Aluminium sous forme brute) et 3.18 (Produits en aluminium).

5.7.1 Unité de production et émissions intrinsèques

La quantité de marchandises déclarées dans le secteur de l'aluminium importée dans l'UE devrait être exprimée en tonnes métriques. En tant qu'exploitant, vous devriez consigner la quantité de marchandises couvertes par le MACF produites par l'installation ou le processus de production, aux fins de la déclaration.

Secteur industriel	Aluminium
Unité de production des marchandises	Tonnes (métriques), déclarées séparément pour chaque type de marchandises, par installation ou processus de production dans le pays d'origine.
Activités associées	Production d'aluminium sous forme brute à partir d'alumine, ou de matières premières secondaires (débris d'aluminium), par des procédés métallurgiques, chimiques ou électrolytiques; fabrication de produits semi-finis et de produits finis en aluminium.
Gaz à effet de serre pertinents	Dioxyde de carbone (CO ₂) et hydrocarbures perfluorés (CF ₄ et C ₂ F ₆)
Émissions directes	Tonnes (métriques) équivalent CO ₂
Émissions indirectes	Quantité d'électricité consommée (MWh), source et facteur d'émission utilisé pour calculer les émissions indirectes en tonnes (métriques) de CO ₂ ou équivalent CO ₂ . <i>À déclarer séparément pendant la période transitoire.</i>
Unité pour les émissions intrinsèques	Tonnes équivalent CO ₂ émises par tonne de marchandises, déclarées séparément pour chaque type de marchandise, par installation dans le pays d'origine.

Le secteur de l'aluminium doit comptabiliser aussi bien les émissions directes que les émissions indirectes pendant la période transitoire. Les émissions indirectes doivent être déclarées séparément⁴⁹. Les émissions devraient être déclarées en tonnes métriques équivalent CO₂ (teqCO₂) émises par tonne de marchandises produites. Cette donnée devrait être calculée pour chaque installation ou processus de production dans le pays d'origine.

À noter que la section 7.4.2 présente une **étude de cas** qui montre comment sont établies les émissions intrinsèques spécifiques directes et indirectes des **produits en aluminium** et comment sont calculées les émissions intrinsèques des importations dans l'UE.

⁴⁹ Remarque: dans ce secteur, les émissions indirectes ne sont déclarées qu'au cours de la période transitoire (et non pendant la période définitive).

Les sections qui suivent montrent comment les limites du système devraient être définies pour les marchandises du secteur de l'aluminium et recensent les éléments du processus de production dont il faudrait tenir compte aux fins de la surveillance et de la déclaration.

5.7.2 Définition et explication des marchandises couvertes dans ce secteur

Le Table 5-8 ci-dessous énumère les marchandises pertinentes qui relèvent du champ d'application du MACF pendant la période transitoire dans le secteur industriel de l'aluminium. La catégorie agrégée de marchandises dans la colonne de gauche définit les groupes pour lesquels il y a lieu de définir des «processus de production» conjoints aux fins de la surveillance.

Tableau 5-8: marchandises couvertes par le MACF dans le secteur de l'aluminium

Catégorie agrégée de marchandises	Code NC du produit	Description
Aluminium sous forme brute	7601	Aluminium sous forme brute
Produits en aluminium	7603 – 7608, 7609 00 00, 7610, 7611 00 00, 7612, 7613 00 00, 7614, 7616	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 n° 9406 tôles, barres, profilés, tubes et similaires, en aluminium, préparés en vue de leur utilisation dans la construction

Catégorie agrégée de marchandises	Code NC du produit	Description
	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

Source: règlement MACF, annexe I; règlement d'exécution, annexe II.

Les catégories agrégées de marchandises énumérées dans le Table 5-8 comprennent des produits finis en aluminium et un précurseur («aluminium sous forme brute») qui est lui-même consommé lors de la production des produits en aluminium.

Seules les matières entrantes considérées comme des précurseurs pertinents pour les limites du processus de production spécifiées dans le règlement d'exécution doivent être prises en considération. Le Table 5-9 ci-dessous indique les précurseurs possibles par catégorie agrégée de marchandises et mode de production.

Tableau 5-9: catégories agrégées de marchandises, modes de production et précurseurs pertinents possibles

Catégorie agrégée de marchandises	Précurseurs pertinents
<i>Mode de production</i>	
Aluminium sous forme brute	Aucun pour l'aluminium primaire
<i>Aluminium primaire</i>	Pour l'aluminium secondaire – aluminium sous forme brute provenant d'autres sources, en cas d'utilisation dans le processus ⁵⁰
<i>Aluminium secondaire</i>	
Produits en aluminium	Aluminium sous forme brute (en faisant la distinction entre l'aluminium primaire et

⁵⁰ Remarque: si le produit issu du mode de production de l'aluminium secondaire contient plus de 5 % d'éléments d'alliage, les émissions intrinsèques du produit sont calculées comme si la masse des éléments d'alliage était celle d'aluminium sous forme brute issu de fusion primaire.

Catégorie agrégée de marchandises	Précurseurs pertinents
<i>Mode de production</i>	secondaire, si elle est connue), autres produits en aluminium (en cas d'utilisation dans le processus de production).

L'aluminium sous forme brute est produit selon plusieurs modes de production (l'«aluminium primaire» est obtenu par fusion électrolytique, l'«aluminium secondaire» par fusion/recyclage de la ferraille) sous forme de lingots, de saumons, de billettes, de brames ou autres. Il s'agit d'une «marchandise simple», car les émissions intrinsèques des matières premières (anodes et alumine pour l'aluminium primaire, ferraille pour l'aluminium secondaire) et des combustibles utilisés dans sa fabrication sont elles-mêmes considérées comme nulles.

Les produits en aluminium énumérés ci-dessus comprennent la plupart des produits en aluminium fabriqués⁵¹. Les produits en aluminium sont des marchandises complexes, car les émissions intrinsèques du précurseur – l'aluminium sous forme brute – leur sont attribuées.

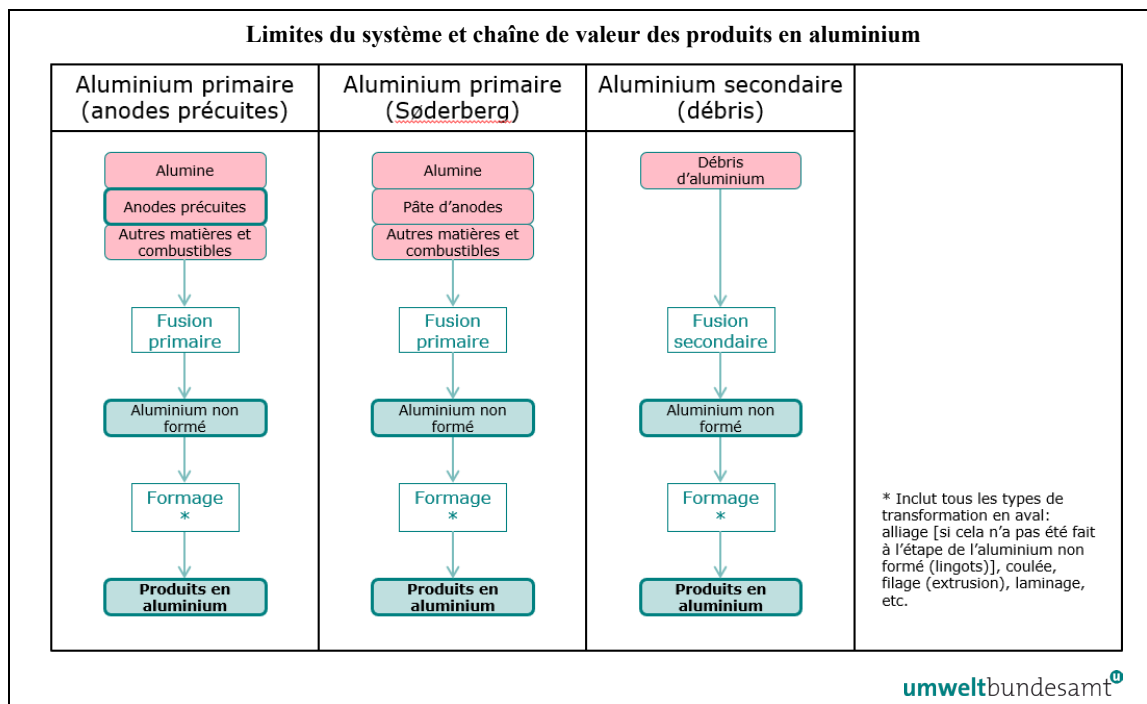
La production de produits en aluminium passe par plusieurs modes de production différents, présentés ci-après.

5.7.3 Définition et explication des processus et modes de production concernés

Les limites du système pour le précurseur – aluminium sous forme brute – et pour les produits en aluminium sont distinctes et peuvent, sous certaines conditions, se cumuler pour inclure tous les processus liés directement ou indirectement aux processus de production de ces marchandises, y compris les activités entrantes qui contribuent au processus et les activités sortantes qui en résultent (voir section 6.3).

Figure 5-14: limites du système et chaîne de valeur des produits en aluminium

⁵¹ Sont exclues les catégories relevant du code NC 7615 pour certains articles de ménage et du code NC 7602 00 débris d'aluminium.



La distinction entre les modes de fusion de l'aluminium primaire dans le diagramme ci-dessus s'explique par les différentes électrodes utilisées: anodes précuites ou anodes de Söderberg.

La section 7.4.1.1 présente les émissions qu'il convient de surveiller dans le secteur de l'aluminium.

5.7.3.1 Aluminium sous forme brute – Mode de production par fusion (électrolytique) primaire

L'aluminium primaire est obtenu par électrolyse de l'alumine⁵² dans des cellules d'électrolyse. Au cours du processus, l'aluminium est réduit et l'oxygène de l'alumine se dégage et se combine aux anodes de carbone pour former du dioxyde de carbone et du monoxyde de carbone – le processus de fabrication de l'aluminium primaire consomme donc des anodes de carbone en continu.

Les cellules utilisées pour l'aluminium primaire varient en fonction du type d'anode utilisé. La cellule d'électrolyse «précuite» fait intervenir plusieurs anodes de carbone précuites qu'il faut régulièrement remplacer. La cellule d'électrolyse «Söderberg» n'utilise qu'une seule anode de carbone en continu, laquelle est précuite in situ dans la cuve sous l'effet de la chaleur libérée au cours du processus d'électrolyse dans le fondeur; des briquettes de pâte d'anodes «vertes» sont ajoutées dans le haut de la cellule à mesure que l'anode est consommée dans le bas. L'aluminium en fusion se dépose à la cathode et s'accumule au fond de la cellule, où il est périodiquement prélevé par des siphons sous vide dans des creusets avant d'être transporté vers la station de coulée. Là, l'aluminium en fusion est conservé dans des fours de maintien pour y être transformé avant d'être coulé en lingots,

⁵² L'alumine est un oxyde d'aluminium purifié obtenu par enrichissement des minerais de bauxite selon le procédé Bayer. L'alumine est généralement produite sur d'autres sites que la production d'aluminium primaire, pour des raisons logistiques et d'alimentation électrique.

saumons, billettes, brames ou autres; des débris industriels propres peuvent également être ajoutés à ce stade, en petites quantités.

En vertu du règlement d'exécution (annexe II, section 3), pour le mode de production par fusion (électrolytique) primaire, les limites du système relatives à la surveillance des émissions directes englobent:

«– les émissions de CO₂ résultant de la consommation d'électrodes ou de pâtes à électrode;

– les 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);

– les émissions de CO₂ issues du traitement des fumées, de soude et de calcaire le cas échéant;

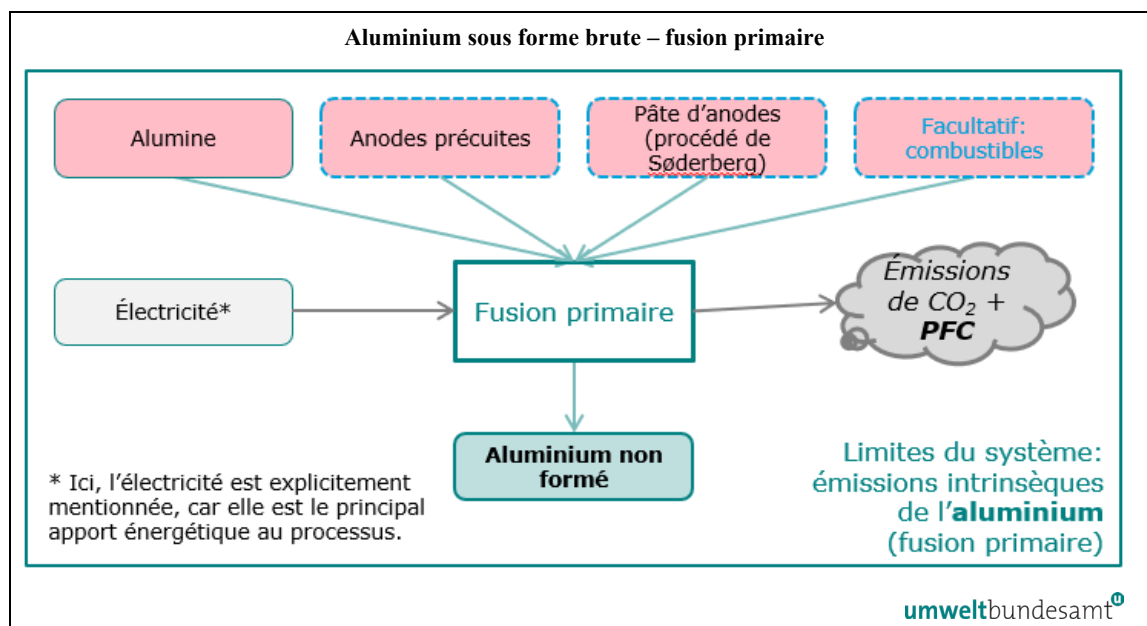
– les émissions d'hydrocarbures perfluorés résultant d'effets d'anode surveillées conformément à la section B.7 de l'annexe III».

Il n'y a pas de précurseur pertinent pour ce processus de production. Les émissions indirectes résultant de l'électricité consommée au cours du processus de production devraient également être surveillées.

Si l'on s'en tient à la définition des limites du système proposée ci-dessus, on peut considérer que les étapes de production suivantes s'inscrivent dans les limites du système des installations produisant de l'aluminium primaire:

- la préparation des matières premières – y compris le stockage des différents additifs;
- le système de cellules d'électrolyse pour le processus de production de l'aluminium – toutes les étapes;
- la station de coulée – toutes les étapes, telles que les fours de maintien, les systèmes d'acheminement, la transformation ultérieure du métal (traitement du métal, alliage et homogénéisation) et la coulée;
- le contrôle des émissions – dans le but de traiter les rejets dans l'air, dans l'eau ou dans les sols.
- Les matières consommées dans le mode de production de l'aluminium primaire – l'alumine, les anodes de carbone précuites, les briquettes de pâte d'anodes vertes, la cryolithe et les autres additifs – sont considérées comme des matières premières à émissions intrinsèques nulles.
- La section 6.5.5 et la section 7.4.1.2 du présent document contiennent des informations sur les règles particulières qui s'appliquent dans le secteur de l'aluminium pour déterminer les émissions d'hydrocarbures perfluorés (PFC), tandis que la section 7.4.2 présente une **étude de cas** qui montre comment sont établies les émissions intrinsèques spécifiques des marchandises du secteur de l'aluminium.

Figure 5-15: limites du mode de production par fusion primaire pour l'aluminium sous forme brute



5.7.3.2 Aluminium sous forme brute – mode de production par seconde fusion (recyclage)

L'aluminium secondaire est obtenu principalement à partir de déchets d'aluminium post-consommation issus du recyclage (même si de l'aluminium sous forme brute peut être ajouté séparément). Les déchets sont triés en fonction de leur type (alliage coulé ou corroyé) et des mesures de prétraitement requises (décapage, déshuilage, par exemple), puis ils sont refusionnés dans le type de four adéquat (généralement rotatif ou à réverbère, mais des fours à induction peuvent également être utilisés) avant toute transformation ultérieure: alliage, traitement de la fonte (ajout de sel ou chloration) et, enfin, coulée en lingots, saumons, billettes, brames ou autres. Les combustibles traditionnellement employés sont le gaz naturel, le LPG ou le fioul.

En vertu du règlement d'exécution (annexe II, section 3), pour le mode de production par seconde fusion (recyclage), les limites du système relatives à la surveillance des émissions directes englobent:

«– les 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;

– les émissions de CO₂ résultant des combustibles utilisés dans les activités associées telles que le traitement des écumes et la valorisation du laitier;

– les émissions de CO₂ issues du traitement des fumées, de soude et de calcaire le cas échéant».

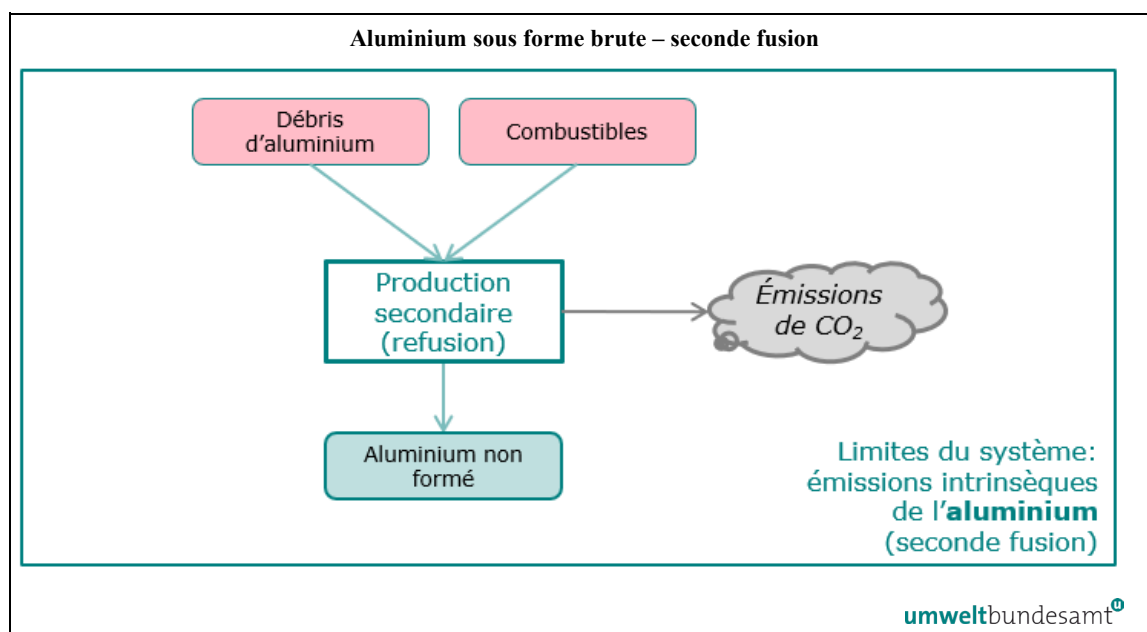
L'aluminium sous forme brute provenant d'autres sources est un précurseur pertinent, en cas d'utilisation dans le processus. Les émissions indirectes résultant de l'électricité consommée au cours du processus de production devraient également être surveillées.

Si l'on s'en tient à la définition des limites du système proposée ci-dessus, on peut considérer que les étapes de production suivantes s'inscrivent dans les limites du processus de production de l'aluminium secondaire:

- la préparation des matières premières – y compris le tri, le prétraitement (décapage et déshuilage), le séchage et le préchauffage de la ferraille;
- le système de four du processus de production de l'aluminium – toutes les étapes, telles que la charge, la fusion et les fours de maintien;
- la station de coulée – toutes les étapes, telles que les fours de maintien, les systèmes d'acheminement, la transformation ultérieure du métal (traitement du métal, alliage et homogénéisation) et la coulée;
- le contrôle des émissions – dans le but de traiter les rejets dans l'air, dans l'eau ou dans les sols.

La *Figure 5-16* suivante montre les limites des processus pertinents pour la production d'aluminium secondaire.

Figure 5-16: limites du mode de production par seconde fusion pour l'aluminium sous forme brute



La production d'aluminium secondaire ne dégage pas d'émissions de PFC.

Le mode de production par seconde fusion utilise les débris d'aluminium comme principale matière entrante. La ferraille (qu'il s'agisse de déchets de préconsommation ou postconsommation) est considérée comme une matière première à émissions intrinsèques nulles.

À noter que lorsque le produit de ce processus contient plus de 5 % d'éléments d'alliage, les émissions intrinsèques du produit sont calculées comme si la masse des éléments d'alliage était celle d'aluminium sous forme brute issu de fusion primaire.

5.7.3.3 *Processus de production des produits en aluminium*

Les produits en aluminium sont issus de la transformation du précurseur, l'aluminium sous forme brute (allié ou non allié). Ils sont le résultat d'une série de processus de formage, tels que l'extrusion, la coulée, le laminage à chaud et à froid, le forgeage et l'étirage. L'extrusion est un procédé courant utilisé pour produire des profilés en aluminium. Le laminage à chaud et à froid permet de produire des tôles, des feuilles et des bandes. La coulée sert à produire des formes complexes.

En vertu du règlement d'exécution (annexe II, section 3), pour le mode de production des produits en aluminium, les limites du système relatives à la surveillance des émissions directes englobent:

«← Toutes les émissions de CO₂ résultant de la consommation de combustibles dans les procédés mettant en forme des produits en aluminium, et l'épuration des gaz de combustion».

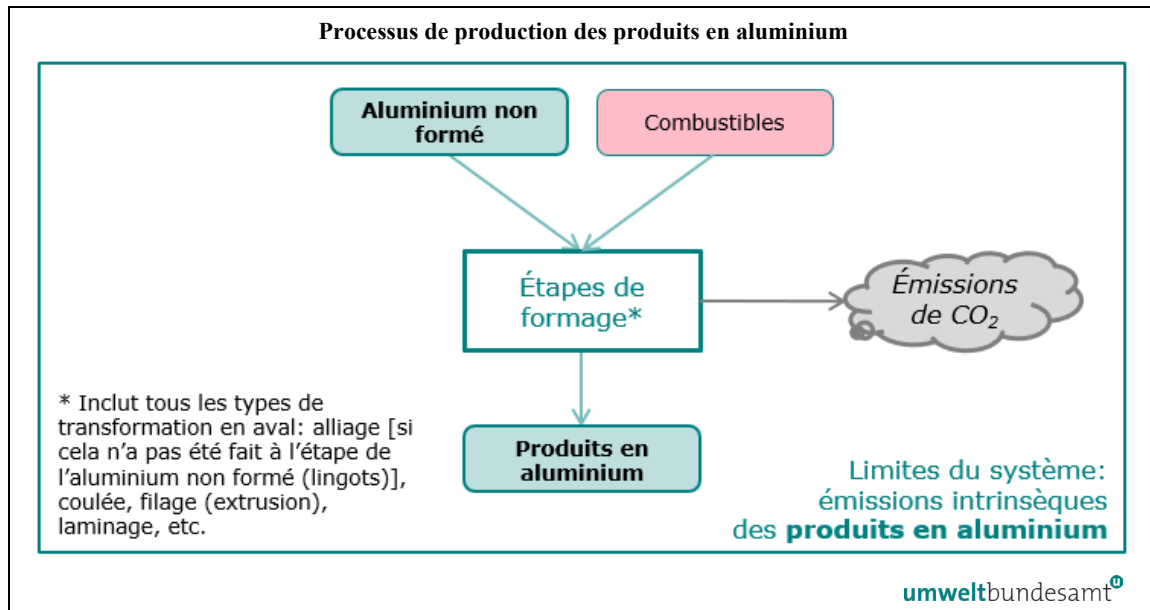
Les précurseurs pertinents sont l'aluminium sous forme brute, en cas d'utilisation dans le processus de production (si les données sont connues, il convient de traiter séparément l'aluminium primaire et l'aluminium secondaire, car leurs émissions intrinsèques sont différentes), et les produits en aluminium, en cas d'utilisation dans le processus de production. Les émissions indirectes résultant de l'électricité consommée au cours du processus de production devraient également être surveillées.

Si l'on s'en tient à la définition des limites du système proposée ci-dessus, on peut considérer que les étapes de production suivantes s'inscrivent dans les limites du système des installations qui produisent des produits de base en aluminium:

- la préparation des matières premières – y compris le préchauffage, la refusion et l'alliage;
- les processus de formage – toutes les étapes du processus de formage des produits de base en aluminium, y compris (sans toutefois s'y limiter): l'extrusion, la coulée, le laminage à chaud et à froid, le forgeage, l'étirage;
- les activités de finition – telles que le calibrage, le recuit, la préparation et le traitement des surfaces, ainsi que les autres étapes de fabrication;
- le contrôle des émissions – dans le but de traiter les rejets dans l'air, dans l'eau ou dans les sols.

La *Figure 5-17* suivante montre les limites des processus pertinents pour la production de produits en aluminium.

Figure 5-17: limites du processus de production des produits en aluminium



Les processus de formage des produits en aluminium ne dégagent pas d'émissions de PFC.

À noter que lorsque le produit de ce processus contient plus de 5 % d'éléments d'alliage, les émissions intrinsèques du produit devraient être calculées comme si la masse des éléments d'alliage était celle d'aluminium sous forme brute issu de la fusion primaire.

À noter également que, pour les produits qui contiennent plus de 5 % par masse d'autres matières, par exemple les matériaux d'isolation relevant du code NC 7611 00 00, seule la masse de l'aluminium est déclarée comme masse des marchandises produites.

La section 7.4.2 présente une **étude de cas** qui montre comment sont établies les émissions intrinsèques spécifiques des marchandises du secteur de l'aluminium.

6 OBLIGATIONS EN MATIÈRE DE SURVEILLANCE ET DE DÉCLARATION

Cette section contient toutes les règles nécessaires à la surveillance et au calcul des émissions intrinsèques au cours de la période transitoire. Elle est structurée comme suit:

- la section 6.1 contient les **définitions** et les principes;
- la section 6.2 présente la **notion d'émissions intrinsèques** (6.2.1) ainsi que les **règles de calcul** (6.2.2) en trois étapes:
 - la surveillance **au niveau de l'installation** (6.2.2.1);
 - l'**attribution des données sur les émissions aux processus de production** au sein de l'installation (6.2.2.2);
 - le **calcul des émissions intrinsèques spécifiques** à partir des émissions attribuées des processus, des émissions intrinsèques du précurseur et du niveau d'activité du processus de production;
- la section 6.3 explique **comment définir les processus de production** de l'installation et les **limites du système** qui leur correspondent;
- la section 6.4 traite de l'élaboration de la méthode de surveillance. Il s'agit en l'occurrence de rassembler la **documentation relative à la méthode de surveillance** et de comprendre comment sélectionner les **sources des meilleures données disponibles** et comment **maîtriser les coûts de la surveillance**. La section renferme également des conseils sur le **système de contrôle** à mettre en place pour garantir des données correctes;
- la section 6.5 forme le cœur du présent document. Elle comporte des orientations sur les **méthodes de surveillance éligibles** pour surveiller les émissions directes se rapportant à l'installation, en suivant la sous-structure suivante, qui correspond au caractère «modulaire» des méthodes autorisées:
 - la section 6.5.1: **méthode fondée sur le calcul**
 - La formule de calcul et les paramètres sont présentés à la section 6.5.1.1 (méthode standard) et à la section 6.5.1.2 (bilan massique).
 - Les règles relatives à la détermination des **données d'activité** (comme les quantités de combustibles et de matières utilisées) sont présentées à la section 6.5.1.3.
 - Les règles relatives à la détermination des «**facteurs de calcul**» (comme les informations sur les propriétés et la composition des combustibles et des matières utilisés) sont présentées à la section 6.5.1.4. Ces méthodes nécessitent de sélectionner les valeurs standard appropriées et de recourir à des **analyses de laboratoire**, pour lesquelles les exigences de base sont décrites;
 - la section 6.5.2 présente la méthode fondée sur la mesure, c'est-à-dire la manière d'utiliser les **systèmes de mesure continue des émissions** (SMCE). Les **émissions de N₂O** sont particulièrement concernées par cette méthode;
 - la section 6.5.3 détaille les conditions à respecter pour utiliser d'**autres méthodes, en particulier d'autres systèmes de tarification du carbone**;

- les exigences à respecter pour comptabiliser les émissions issues de la **biomasse** comme égales à zéro dans toutes les méthodes précitées sont décrites à la section 6.5.4, avec des informations complémentaires à l'Annex C;
- la section 6.5.5 décrit la surveillance des **PFC** (émissions d'hydrocarbures perfluorés);
- pour conclure la section consacrée à la surveillance au niveau de l'installation, la section 6.5.6 présente les fondamentaux de la surveillance de la «quantité transférée de CO₂», qui fait le lien avec les règles futures en matière de **captage, utilisation et stockage du carbone (CCS) et de captage et utilisation du carbone (CCU)**;
- la section 6.6 présente les **émissions indirectes** d'une installation et les exigences de surveillance qui s'y appliquent;
- la section 6.7 contient des règles détaillées concernant l'**attribution des émissions aux processus de production**:
 - règles générales en matière de surveillance: section 6.7.1;
 - **flux de chaleur (mesurable)** et émissions correspondantes: section 6.7.2;
 - **électricité** et émissions correspondantes: section 6.7.3;
 - règles relatives à la production combinée de chaleur et d'électricité (**cogénération**), en complément des deux sections précédentes: section 6.7.4;
 - **gaz résiduaires** et les règles d'attribution de leurs émissions: section 6.7.5;
- **calcul des émissions intrinsèques à partir des émissions attribuées**: des orientations utiles sont disponibles dans la section 6.8 et dans les sous-sections suivantes:
 - la section 6.8.1 contient les **règles relatives aux marchandises produites** (qualité et niveaux d'activité);
 - la section 6.8.2 traite des règles concernant la surveillance de la qualité et de la quantité des **précurseurs**;
- une dernière section consacrée aux règles en matière de surveillance explique ce qui peut être fait en cas de dysfonctionnement, c'est-à-dire en cas de lacunes dans les données ou si certaines informations n'ont pas pu être obtenues dans le délai requis (section 6.9):
 - la section 6.9.1 traite de l'**utilisation des valeurs par défaut** pour les émissions intrinsèques spécifiques fournies par la Commission;
 - la section 6.9.2 traite des émissions indirectes, plus particulièrement des **valeurs par défaut pour le facteur d'émission de l'électricité**;
 - la section 6.9.3 donne des conseils pour **combler les lacunes mineures dans les données** au cours des activités de surveillance quotidiennes;
- la section 6.10 traite de la collecte des données sur un **prix du carbone** dû dans le pays d'origine (en vue d'un rabais éventuel au titre l'obligation découlant du MACF);

- enfin, la section 6.11 présente le **modèle de déclaration**, c'est-à-dire le modèle que la Commission met à disposition des exploitants d'installations produisant des marchandises couvertes par le MACF et des importateurs de l'UE afin qu'ils communiquent et se transmettent les données dont ces derniers ont besoin pour rédiger les «rapports MACF trimestriels», autrement dit pour se conformer au règlement MACF. Le modèle peut également servir à la communication entre les exploitants qui produisent des marchandises complexes et leurs fournisseurs de précurseurs.

6.1 Définitions et émissions couvertes par le MACF

Pour effectuer les calculs nécessaires, il importe de comprendre le sens exact des termes qui sont utilisés dans ces calculs. La présente section complète les définitions générales données dans la section 4.2 en proposant des termes supplémentaires utilisés dans les sections suivantes du présent document.

6.1.1 Installation, processus de production et modes de production

Les définitions suivantes sont données dans un ordre hiérarchique:

- **«installation»**: une unité technique fixe dans laquelle un processus de production est réalisé;
- **«processus de production»**: les procédés chimiques et physiques mis en œuvre dans les parties d'une installation afin de produire des marchandises relevant d'une catégorie agrégée de marchandises définie dans le tableau 1 de la section 2 de l'annexe II du règlement d'exécution, et ses limites du système spécifiées en ce qui concerne les intrants, les extrants et les émissions s'y rapportant;
- **«catégorie agrégée de marchandises»**: notion définie *implicitement* dans le règlement d'exécution, qui recense les catégories agrégées de marchandises pertinentes et toutes les marchandises désignées par leurs codes NC dans le tableau 1 de la section 2 de l'annexe II;
- **«mode de production»**: une technique spécifique employée dans un processus de production pour produire des marchandises relevant d'une catégorie agrégée de marchandises.

Il découle de ces définitions qu'une installation peut consister en un ou plusieurs processus de production. Dans le cadre du MACF, seuls les processus de production énumérés à l'annexe II, section 2, du règlement d'exécution entrent en ligne de compte. Si d'autres processus de production sont mis en œuvre au sein de votre installation, libre à vous de les inclure dans votre méthode de surveillance. Dans un cas comme dans l'autre, les règles d'attribution des émissions aux processus couverts par le MACF s'appliquent.

Un processus de production se rapporte généralement à un groupe de marchandises produites couvertes par le MACF (les «catégories agrégées de marchandises»). Néanmoins, dans certains cas, plusieurs modes de production sont possibles pour produire ces marchandises. Si plusieurs modes de production existent au sein de votre installation pour une même catégorie agrégée de marchandises, ils peuvent faire l'objet d'une

surveillance commune suivant un seul processus de production et les limites du système qui s’y appliquent.

Pour résumer, une installation peut consister en plusieurs processus de production, lesquels peuvent être constitués de plusieurs modes de production. Les «émissions attribuées» sont toujours calculées au niveau du processus de production. À noter que certaines **autres règles** s’appliquent pour la définition des processus de production et de leurs limites, voir la section 6.3.

6.1.2 Niveau d’activité, quantité de marchandises produites

Au cours d’une période de déclaration donnée, le «**niveau d’activité**» désigne la quantité totale de marchandises produites dans le cadre d’un processus de production correspondant à une description particulière d’un produit dans la NC, exprimée en tonnes ou en MWh pour l’électricité. Aux fins de la détermination du niveau d’activité d’un processus de production, il y a lieu de faire la somme de la quantité de toutes les marchandises relevant de tous les codes NC qui forment une «catégorie agrégée de marchandises».

Le niveau d’activité d’une installation ou d’un processus de production devrait tenir compte du **produit commercialisable**⁵³, y compris de tout produit utilisé directement en tant que **précurseur** dans un **autre processus de production** pour produire d’autres produits (on parle de «précurseur pertinent»).

Pour **éviter toute double comptabilisation** de la production, vous ne devez tenir compte que des produits finaux qui sortent des limites du système du processus de production. Un produit qui est réintroduit dans le même processus (lorsque la production des précurseurs fait partie du même processus de production) est, de même que les déchets ou les débris, exclu du total.

Pour déclarer le niveau d’activité des marchandises, vous devriez également prendre en considération toute disposition particulière établie à l’annexe II, section 3, du règlement d’exécution pour les processus de production ou les modes de production spécifiques. Ces dispositions particulières sont également précisées pour chaque secteur, selon qu’il convient, à la section 7.

⁵³ C’est-à-dire les produits qui correspondent à la description d’une catégorie agrégée de marchandises de la NC mentionnée dans le règlement d’exécution.

6.1.3 Émissions intrinsèques directes et indirectes

Au cours de la période transitoire, vous devez comptabiliser aussi bien les «émissions directes»⁵⁴ que les «émissions indirectes»⁵⁵ pour déclarer les émissions intrinsèques des marchandises produites dans vos installations. Dans ce contexte:

- les **émissions directes** comprennent les émissions de combustion et les émissions de procédé de votre installation, mais également les émissions produites au cours de la production de la chaleur consommée dans votre installation, si celle-ci reçoit de la chaleur d'installations adjacentes ou d'un réseau de chauffage urbain;
- les **émissions attribuées directes** sont les émissions attribuées au processus de production pertinent des marchandises au sein de votre installation, sur la base des émissions directes de cette dernière, des émissions liées aux flux thermiques pertinents, aux flux de matières, aux gaz résiduels (le cas échéant);
- les **émissions intrinsèques directes** des marchandises produites sont calculées à partir des émissions attribuées directes du processus de production en ajoutant les émissions intrinsèques de tout précurseur pertinent utilisé dans le processus de production;
- les **émissions intrinsèques directes spécifiques** désignent les émissions intrinsèques directes des marchandises produites, divisées par le niveau d'activité du processus de production. Le résultat est exprimé en tonnes équivalent CO₂ par tonne de produit;
- les **émissions indirectes** comprennent les émissions liées à l'électricité consommée par votre installation. À noter que si votre installation produit elle-même son électricité, les combustibles consommés lors de la production d'électricité sont comptabilisés comme des émissions *directes* de l'installation. La production d'électricité est néanmoins considérée comme un processus de production distinct, c'est-à-dire que ces émissions directes ne sont *pas attribuées* aux émissions attribuées directes des marchandises produites dans l'installation;
- les **émissions attribuées indirectes** sont les émissions indirectes attribuées au processus de production pertinent utilisé pour produire des marchandises dans votre installation;
- les **émissions intrinsèques indirectes** des marchandises produites sont calculées à partir des émissions attribuées indirectes du processus de production en ajoutant les émissions intrinsèques indirectes de tout précurseur pertinent utilisé dans le processus de production;
- les **émissions intrinsèques indirectes spécifiques** désignent les émissions intrinsèques indirectes des marchandises produites, divisées par le niveau d'activité du processus de production. Le résultat est exprimé en tonnes équivalent CO₂ par tonne de produit;

⁵⁴ On entend par «émissions directes» les émissions résultant des processus de production des marchandises, y compris les émissions résultant de la production du chauffage et du refroidissement consommée lors des processus de production, quel que soit le lieu de production du chauffage ou du refroidissement.

⁵⁵ On entend par «émissions indirectes» les émissions résultant de la production de l'électricité consommée lors des processus de production des marchandises, quel que soit le lieu de production de l'électricité consommée.

- les **émissions intrinsèques totales (spécifiques)** correspondent à la somme des émissions intrinsèques directes et indirectes (spécifiques).

La méthode que vous appliquerez pour surveiller les émissions directes et indirectes devrait correspondre à toutes les «sources d'émissions» et tous les «flux» (voir la section 6.2.2.1 pour les définitions) qui doivent être couverts dans votre installation et vos modes de production.

Émissions intrinsèques dans les précurseurs

Vous devriez inclure les émissions intrinsèques des précurseurs (aussi bien directes qu'indirectes, voir ci-dessus), le cas échéant, dans le calcul des émissions intrinsèques totales d'un produit final, faisant de cette marchandise une «marchandise complexe». Les émissions intrinsèques des précurseurs pertinents⁵⁶ sont ajoutées aux émissions attribuées de la marchandise complexe.

La comptabilisation des émissions intrinsèques des précurseurs est nécessaire pour garantir la comparabilité des coûts du carbone dans le SEQE de l'UE et le MACF. Les émissions de gaz à effet de serre pertinentes correspondent aux émissions de gaz à effet de serre⁵⁷ couvertes par l'annexe I de la directive relative au SEQE de l'UE⁵⁸, à savoir le dioxyde de carbone (CO₂) pour tous les secteurs, auquel s'ajoute le protoxyde d'azote (N₂O) pour les engrais et les hydrocarbures perfluorés (PFC) dans le secteur de l'aluminium.

Émissions intrinsèques qui échappent au contrôle de l'exploitant

Lorsque vous recevez (en tant qu'exploitant) de l'électricité, de la chaleur ou des précurseurs provenant de l'extérieur de l'installation et que vous les utilisez dans les processus de production au sein de votre installation, vous devriez utiliser les données les plus récentes disponibles auprès du fournisseur afin de déterminer les émissions intrinsèques de vos marchandises couvertes par le MACF. Parmi ces données relatives aux émissions figurent:

- les émissions indirectes de l'électricité importée du réseau;
- les émissions liées à l'électricité et à la chaleur importées d'autres installations;
- les émissions directes et indirectes des précurseurs reçus d'autres installations.

6.1.4 Dans quelle unité déclarer les émissions intrinsèques?

L'unité utilisée pour déclarer les gaz à effet de serre intrinsèques est la «tonne équivalent CO₂»⁵⁹, qui désigne une tonne métrique de dioxyde de carbone (CO₂), ou une quantité de tout autre gaz à effet de serre repris à l'annexe I du règlement MACF recelant un potentiel

⁵⁶ Lorsqu'un précurseur est lui-même une marchandise complexe, ce processus est répété de manière récursive jusqu'à ce que plus aucun précurseur ne soit pertinent.

⁵⁷ On entend par «gaz à effet de serre» les gaz à effet de serre indiqués à l'annexe I du règlement MACF pour chacune des marchandises énumérées dans ladite annexe.

⁵⁸ Directive 2003/87/CE.

⁵⁹ On entend par «tonne équivalent CO₂» une tonne métrique de dioxyde de carbone (CO₂), ou une quantité de tout autre gaz à effet de serre repris à l'annexe I du règlement MACF recelant un potentiel de réchauffement planétaire équivalent.

de réchauffement planétaire équivalent⁶⁰; cela signifie que, le cas échéant, les émissions de N₂O et de PFC doivent être converties dans leur valeur «teqCO₂».

Aux fins de la déclaration, les données relatives aux émissions intrinsèques doivent être exprimées en tonnes équivalent CO₂ arrondies en tonnes complètes au cours de la période de déclaration. Les paramètres utilisés pour calculer les émissions intrinsèques déclarées sont arrondis pour inclure tous les chiffres significatifs, avec un maximum de 5 chiffres après la virgule. Le niveau d'arrondi requis pour les paramètres utilisés dans ces calculs dépendra de la précision et de l'exactitude de l'équipement de mesure utilisé.

6.2 Comment déterminer les émissions intrinsèques?

6.2.1 Principe

La notion d'émissions intrinsèques aux fins du MACF s'inspire, **sans** s'y conformer tout à fait, des principes et des exigences relatifs à l'empreinte carbone des produits. L'empreinte carbone d'un produit désigne généralement la quantité d'émissions de GES (exprimée en kg ou en t équivalent CO₂) produite par *unité déclarée* (une tonne de marchandises, par exemple) pendant un cycle de vie et couvre toutes les émissions pertinentes des processus en amont et en aval (les étapes du cycle de vie), depuis l'extraction et la production jusqu'au transport, à l'utilisation et à la fin de vie.

Le MACF s'écarte de cette définition en ce qu'il entend couvrir les mêmes émissions que celles que couvrirait le SEQE de l'UE si la production se situait dans l'UE. Les limites du système des émissions couvertes par le SEQE de l'UE, et donc par le MACF, sont **plus étroites que celles de l'empreinte carbone**. Les émissions produites en aval (pendant l'utilisation et à la fin de vie des produits) ne sont pas couvertes, ni par le SEQE de l'UE ni par le MACF. Les émissions résultant du transport des matières entre les sites et des processus plus en amont ne sont pas couvertes non plus. La *Figure 6-1* résume cette situation dans un graphique. En outre, le Table 6-1 compare les émissions couvertes par le MACF et les émissions couvertes par le SEQE de l'UE et d'autres systèmes courants de déclaration des GES pour les empreintes carbone.

Afin de déterminer les émissions intrinsèques dans le cadre du MACF au niveau d'un produit, il faut dans un premier temps considérer les émissions d'une installation. Ces émissions sont réparties («attribuées») entre les processus de production. Y sont ensuite ajoutées les émissions intrinsèques pertinentes des précurseurs, le cas échéant, puis le résultat est divisé par le niveau d'activité de chaque processus de production, pour obtenir les «émissions intrinsèques spécifiques» des marchandises issues du processus de production. Ces principes se retrouvent dans les définitions des émissions directes et indirectes, telles qu'elles figurent dans le règlement MACF, et dans son annexe IV qui présente la méthode de calcul de base, laquelle nécessite notamment de tenir compte des précurseurs. Les détails de cette méthode sont décrits dans le règlement d'exécution, en particulier aux annexes II et III, et sont expliqués dans le présent document.

⁶⁰ Conformément à la législation sur le SEQE de l'UE, ce sont les valeurs du PRP sur cent ans publiées dans le cinquième rapport d'évaluation du GIEC qui sont utilisées.

Figure 6-1: comparaison de l’empreinte environnementale de produit, de l’empreinte carbone des produits et de l’empreinte carbone partielle spécifique qui servent à déterminer les émissions intrinsèques dans le cadre du MACF

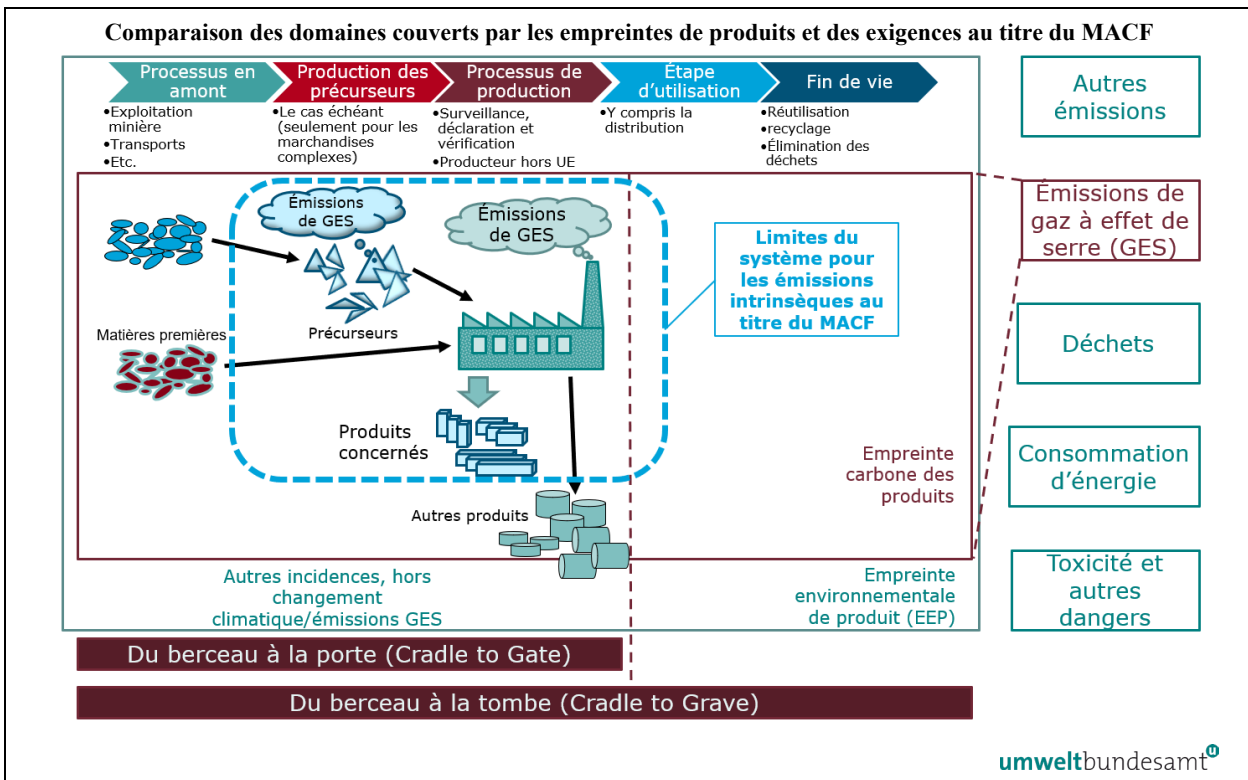


Tableau 6-1: comparaison des émissions de GES couvertes par le MACF et par le SEQUE de l'UE, et des définitions données dans les normes couramment utilisées (ISO 14064-1 et «protocole des GES»)

Paramètre	ISO 14064-1 (annexe B)	Protocole des GES	SEQUE de l'UE	MACF
«Émissions directes» (fixes)	Catégorie 1	Champ d'application 1	Soumises aux limites du système de chaque installation relevant du SEQUE de l'UE	Les émissions directes sont définies comme les «émissions résultant des processus de production des marchandises, y compris les émissions résultant de la production du chauffage et du refroidissement consommée lors des processus de production, quel que soit le lieu de production du chauffage et du refroidissement»

Paramètre	ISO 14064-1 (annexe B)	Protocole des GES	SEQUE de l'UE	MACF
«Émissions directes» (mobiles, par ex.: chariot élévateur, voitures)			Non couvertes	Non couvertes
«Émissions indirectes» (en amont)				
<i>du chauffage/refroidissement importé</i>	Catégorie 2	Domaine d'application 2	Couvertes, si elles sont produites dans une installation qui relève du SEQUE de l'UE	Comprises dans les «émissions directes»
<i>de l'électricité importée</i>			Couvertes, si elles sont produites dans une installation qui relève du SEQUE de l'UE	Les émissions indirectes sont définies comme «les émissions résultant de la production de l'électricité consommée lors des processus de production des marchandises, quel que soit le lieu de production de l'électricité consommée»
<i>des combustibles importés</i>	Catégorie 3	Domaine d'application 3	Non couvertes	Non couvertes
<i>Transports</i>			Non couvertes	Non couvertes
<i>des précurseurs importés</i>	Catégorie 4		Couvertes, si elles sont produites dans une installation qui relève du SEQUE de l'UE	Dans la mesure où les précurseurs sont considérés comme pertinents dans l'acte d'exécution
«Émissions indirectes» (en aval et autres, par ex.: émissions générées par l'utilisation du produit ou à la fin du cycle de vie)	Catégorie 5		Non couvertes	Non couvertes

6.2.2 Des émissions de l'installation aux émissions intrinsèques des marchandises

Cette section présente les étapes à suivre pour déterminer les émissions intrinsèques d'une marchandise; elle explique d'abord le principe, puis l'attribution des émissions et, enfin, le calcul des émissions intrinsèques.

L'encadré ci-dessous indique les principales sections du règlement d'exécution qui sont applicables à cette fin pendant la période transitoire du MACF.

Annexe II, section 3 (Modes de production, limites du système et précurseurs pertinents).

Annexe III, section A (Définitions et principes), en particulier la sous-section A.4 (Division des installations en procédés de production).

La présente section explique certains termes et certaines notions afin de faciliter la compréhension des règles de surveillance énoncées à l'annexe III du règlement d'exécution. Si vous avez de l'expérience dans la surveillance des émissions, par exemple si votre installation est située dans un pays ou un territoire qui applique un système de tarification du carbone (un système d'échange de quotas d'émission, par exemple) ou une règle de surveillance obligatoire des GES, ou si votre installation participe à des projets de réduction des GES dans le cadre d'un système de certification avec vérification reconnu internationalement, alors vous pouvez passer cette section.

Dans le cadre du MACF, la méthode en vigueur est la méthode descendante suivante:

- tout d'abord, déterminez les émissions de l'installation (pour les détails, voir section 6.5);
- définissez ensuite les «processus de production» qui produisent, au sein de l'installation, les (catégories de) marchandises pour lesquelles les émissions intrinsèques doivent être déterminées. Attribuez à ces processus de production les émissions totales de l'installation en vous inspirant des notions décrites à la section 6.2.2.2. La section 6.3 contient les règles permettant de définir les limites des processus de production;
- l'attribution des émissions aux processus de production est une tâche relativement complexe, car les règles ont dû être imaginées de telle façon que des installations ne relevant pas d'une même conception soient l'objet d'un même traitement, autant que possible. Les paramètres qui peuvent changer sont les suivants:
 - la fourniture de chaleur selon différents procédés: la chaleur peut être produite directement au cours du processus à partir de combustibles ou d'électricité, elle peut provenir d'autres parties de l'installation (par exemple, d'une chaudière centrale, d'une unité de cogénération, d'un réseau de vapeur avec plusieurs sources de chaleur, de réactions chimiques exothermiques) ou de l'extérieur de l'installation (d'une chaufferie ou d'une unité de cogénération connue, d'un réseau de chauffage urbain). Il convient d'attribuer une certaine quantité d'émissions à cette chaleur. C'est pourquoi l'attribution des émissions aux processus de production demande une surveillance des flux de chaleur (voir la section 6.7.2 pour les règles);
 - l'approvisionnement en électricité selon différents procédés: cela demande une surveillance des quantités d'électricité (voir la section 6.7.3 pour les règles) exportées depuis les processus de production (l'importation entre en ligne de compte pour la détermination des émissions indirectes). Il existe des éléments communs à chaque type d'électricité (comme le facteur d'émission);
 - enfin, il y a lieu de tenir compte des «gaz résiduels»; en effet, les gaz qui présentent un certain pouvoir calorifique en raison de combustibles

incomplètement oxydés et qui résultent de certains processus de production (par exemple, le haut-fourneau d'une usine sidérurgique) font l'objet de règles particulières qui ont évolué avec l'élaboration des critères de référence du SEQE de l'UE (voir la section 6.7.5);

- l'étape suivante consiste à ajouter les émissions intrinsèques des précurseurs pertinents. Les «émissions attribuées» du processus de production ne représentent que les émissions de la marchandise couverte par le MACF comme s'il s'agissait d'une «marchandise simple». Or, si des précurseurs sont considérés comme pertinents au sens de l'annexe II, section 3, du règlement d'exécution, c'est-à-dire si la marchandise est une «marchandise complexe», les émissions intrinsèques du précurseur doivent être ajoutées. À ce stade seulement, il est correct de parler d'«émissions intrinsèques» des marchandises produites. La section 6.2.2.3 présente le principe plus en détail, tandis que la section 6.8.2 contient les règles de surveillance des données relatives aux précurseurs;
- enfin, les émissions intrinsèques qui ont été déterminées en suivant les étapes précédentes se rapportent au processus de production total et à la quantité totale de marchandises produites par ledit processus, au cours de la «période de déclaration» complète, généralement une année (civile). Or, les importateurs doivent déclarer les émissions intrinsèques directes et indirectes *par tonne de produit*, ce qu'on appelle les «émissions intrinsèques (directes ou indirectes) spécifiques». Pour déterminer ces émissions intrinsèques spécifiques, divisez les émissions intrinsèques au niveau du processus par le «niveau d'activité», c'est-à-dire la quantité totale (en tonnes) de marchandises produites. La section 6.1.2 contient les règles de détermination du niveau d'activité.

Remarque: **le modèle fourni par la Commission pour la communication entre les exploitants et les importateurs est conçu pour effectuer automatiquement la plupart des calculs** lorsque les données nécessaires ont été saisies. Il s'agit donc d'un outil très utile qui vous permet, en tant qu'exploitant, de fournir toutes les données que les importateurs sont tenus de déclarer, en vous évitant de transmettre des données incomplètes et en réduisant dans une grande mesure les erreurs de calcul. Il est donc hautement recommandé d'utiliser ce modèle. Voir la section 6.11 pour sa description.

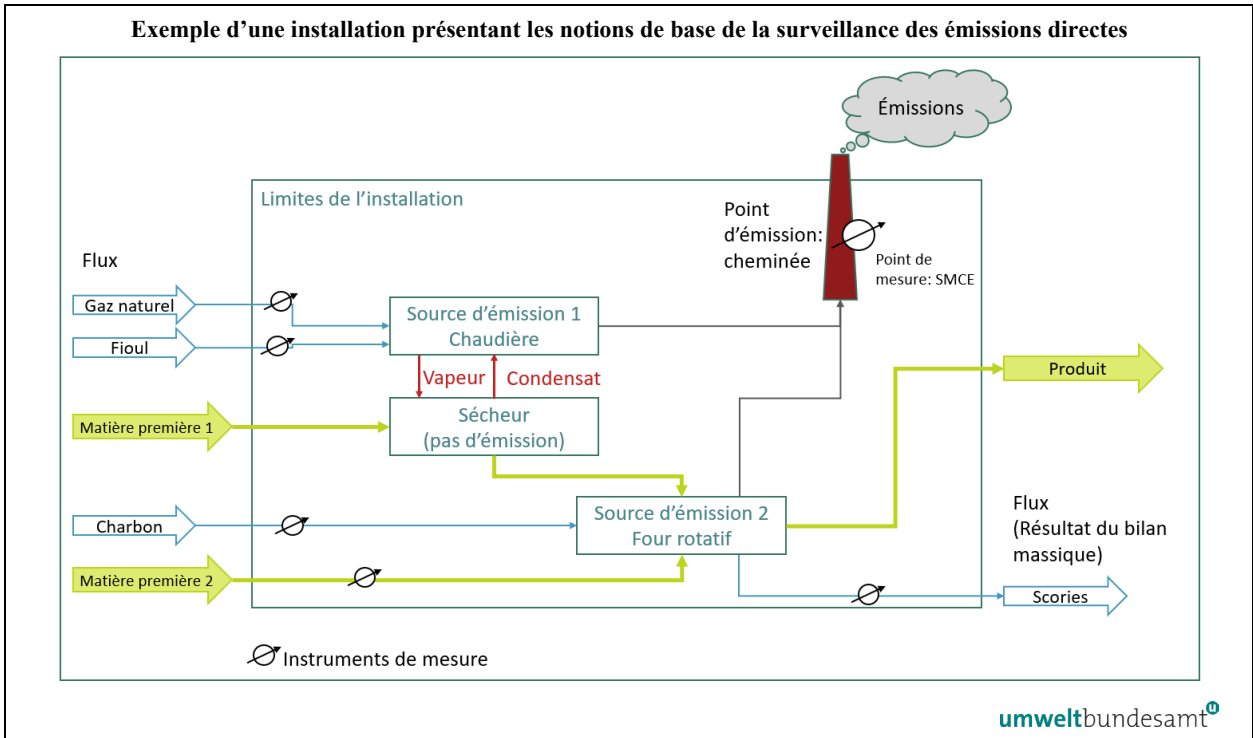


6.2.2.1 Surveillance des GES au niveau de l'installation – notions

À l'instar d'autres systèmes de tarification du carbone, l'annexe III, section B, du règlement d'exécution prévoit plusieurs méthodes de surveillance formant un système modulaire, de sorte que les exploitants peuvent choisir la meilleure méthode possible pour leur installation, celle qui intègre «au mieux» des éléments tels que la précision, mais également la rentabilité. Pour ce dernier critère, il est souvent judicieux d'opter pour des méthodes de surveillance déjà en vigueur au sein de l'installation, par exemple des instruments de mesure qui servent à contrôler les processus ou à confirmer les quantités de matières et de combustibles reçues ou vendues.

La Figure 6-2 ci-dessous sert à introduire une partie des principales notions et des principaux termes que nous utiliserons plus loin (section 6.5) pour présenter les règles de surveillance détaillées du règlement d'exécution.

Figure 6-2: exemple d'une installation simple permettant d'expliquer les notions de base de la surveillance (se reporter au texte ci-dessous pour plus d'informations)



Dans cet exemple fictif d'installation, la matière première 1 sèche dans un sécheur sous l'effet de la vapeur produite par une chaudière. Cette matière ne contribue pas aux émissions. Une autre matière première (par exemple du calcaire) est calcinée dans un four rotatif, dans lequel un carbonate libère du CO₂. Le mélange de matières calcinées constitue le seul produit de cette installation, qui ne compte donc qu'un seul processus de production. La Figure 6-2 permet d'illustrer les éléments qui suivent.

Définitions

- «**Flux**»⁶¹: ce terme désigne les combustibles ou matières contenant du carbone pouvant être libéré par combustion ou tout autre procédé chimique. Les matières sortantes telles que les produits, les sous-produits ou les déchets qui contiennent du carbone en quantité importante sont également considérées comme des «flux» et la méthode du «bilan massique» devrait en tenir compte en déduisant des émissions leur teneur en carbone. Dans la Figure 6-2, les flux entrants sont les combustibles tels que le gaz naturel, le fioul et le charbon, mais également la «matière première 2» et éventuellement les produits et les scories, s'ils présentent une teneur élevée en carbone.

⁶¹ Dans le règlement d'exécution, la définition est la suivante: «“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;».

- «**Source d'émission**»⁶²: ce terme désigne les unités individuelles intervenant dans le processus, comme la chaudière et le four. À noter que la cheminée pourrait être considérée comme une source d'émission également. Il est néanmoins plus cohérent de parler de «**point d'émission**», pour désigner un endroit où peut être installé un système de mesure continue des émissions (SMCE) à un «point de mesure» (l'emplacement du SMCE).

Méthodes de surveillance:

en vertu de l'annexe III du règlement d'exécution, les méthodes de surveillance suivantes sont autorisées au niveau de l'installation:

- la **méthode fondée sur le calcul**, avec deux variantes (voir la section 6.5.1.1 pour en savoir plus):
 - la **méthode standard**: méthode qui consiste à déterminer la quantité («**données d'activité**») totale de combustibles et de matières entrantes, ainsi que certaines informations qualitatives sur ces combustibles et ces matières, en particulier le «**facteur d'émission**». Le «**facteur d'oxydation**» permet de tenir compte du carbone qui ne serait éventuellement pas émis (le carbone qui reste présent dans les cendres du charbon par exemple). Le «**facteur de conversion**» permet de tenir compte d'autres processus incomplets. Dans l'exemple de la *Figure 6-2*, les instruments de mesure indiquent où sont déterminées les quantités de flux à cette fin;
 - le **bilan massique**: avec cette méthode, les quantités de carbone contenues dans l'ensemble des combustibles, des matières entrantes et des matières sortantes sont déterminées à nouveau sur la base de leurs quantités, mais aussi de leur **teneur en carbone**;
 - ce qui n'apparaît pas dans la *Figure 6-2*: si un flux contient de la biomasse, les émissions de CO₂ qui en résultent peuvent, sous certaines conditions, être égales à zéro. Il faut pour cela multiplier le «**facteur d'émission préliminaire**» par un terme «**1 – fraction issue de la biomasse**», de sorte que si le combustible fossile est pur, le facteur d'émission lui correspondant est identique au facteur d'émission préliminaire, et est égal à zéro pour la biomasse pure. Néanmoins, seule la biomasse qui satisfait à certains **critères de durabilité** peut se voir attribuer la valeur zéro;
- la **méthode fondée sur la mesure** (voir la section 6.5.2 pour en savoir plus): au lieu de surveiller les flux séparément, il est parfois souhaitable d'opter pour une surveillance en une seule opération. Dans la *Figure 6-2*, les émissions résultant de toutes les sources d'émissions (et, par conséquent, de tous les flux) passent toutes par la cheminée. Si un SMCE était installé à ce niveau, il pourrait servir à surveiller les émissions de toute l'installation;
- remarque: pour éviter toute double comptabilisation, **il y a lieu de choisir** entre la méthode fondée sur le calcul et la méthode fondée sur la mesure. Au sein d'une installation, elles peuvent exister l'une et l'autre à différents endroits, ou servir à

⁶² Dans le règlement d'exécution, la définition est la suivante: «“*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;».

corroborer mutuellement les mêmes données sur les émissions. Néanmoins, en tant qu'exploitant, vous devez choisir la méthode à utiliser pour éviter toute lacune ou double comptabilisation dans votre surveillance. La section 6.4.4 donne des conseils pour vous aider dans ce choix;

- **autres méthodes:** le règlement d'exécution prévoit que certains exploitants auront besoin de temps pour s'adapter aux nouvelles exigences. Dès lors, à certaines conditions, d'autres méthodes de surveillance sont autorisées. La section 6.5.3 contient plus d'informations sur ces méthodes.

Instruments de mesure et analyses

La *Figure 6-2* fait apparaître des instruments de mesure symboliques. Des éclaircissements sont nécessaires:

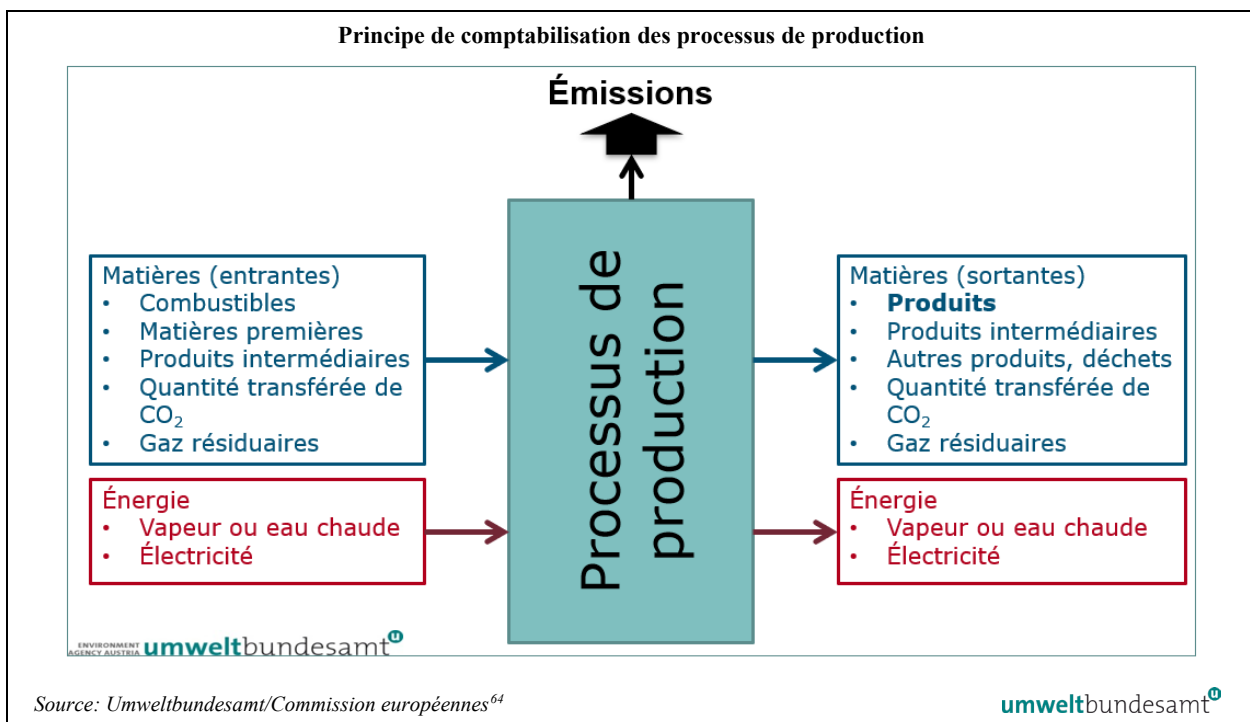
- en principe, les mesures aux fins de la détermination des quantités de combustibles et de matières peuvent se faire de deux manières: d'une part, par mesurage **en continu** (à l'aide d'un compteur à gaz ou d'un débitmètre pour l'huile), ce qui demande simplement la lecture des quantités consommées progressivement, par exemple mensuellement; d'autre part, par mesurage **par lot**, méthode selon laquelle chaque chargement de camion, de train ou de navire est pesé séparément. Ces quantités sont généralement stockées dans l'installation avant leur utilisation. Dès lors, il y a lieu de tenir compte des **stocks** au début et à la fin de la période de déclaration.
Dans la figure, on peut imaginer que le gaz naturel est mesuré en continu, tandis que le fioul, le charbon et les matières premières sont mesurés par lot;
- pour choisir une méthode de surveillance, il est utile de savoir si un instrument ou un point d'échantillonnage se trouve **sous le contrôle de l'exploitant** ou sous le contrôle d'un tiers. Dans l'exemple de la *Figure 6-2*, l'instrument de mesure du gaz naturel est représenté en dehors des limites de l'installation. Il est fréquent que le fournisseur du combustible se charge de la mesure. Par conséquent, les informations officielles, comme les **factures**, peuvent servir à déterminer la quantité de combustibles et de matières (voir la section 6.5 pour en savoir plus);
- en ce qui concerne les informations qualitatives sur les flux (les «**facteurs de calcul**»), deux options existent en principe (voir la section 6.5.1.4 pour en savoir plus):
 - les valeurs fixes, qui sont utilisées pour le facteur d'émission, etc.: il peut s'agir de **valeurs standard** (reconnues à l'échelle internationale) issues des lignes directrices du GIEC, telles qu'elles sont présentées à l'annexe V du règlement d'exécution (et reproduites à l'**Annex D** du présent document), ou de valeurs nationales ou admises dans la littérature si elles sont plus appropriées, etc.;
 - les valeurs déterminées par des **analyses de laboratoire**: cette méthode convient lorsque les quantités de combustibles et de matières sont plus importantes, ou lorsque la qualité du combustible ou de la matière est très variable. Le règlement d'exécution énonce des règles en matière d'échantillonnage et d'analyses. L'échantillonnage, en particulier, doit être représentatif (le point d'échantillonnage peut correspondre aux points de mesure pour la quantité, mais ce n'est pas toujours recommandé); les analyses, elles, doivent être réalisées conformément à des normes

acceptées dans des laboratoires compétents (avec, idéalement, une accréditation conforme à la norme ISO/IEC 17025).

Autres cas, non illustrés dans la figure, soumis à des règles énoncées dans le règlement d'exécution:

- méthodes spéciales de détermination des gaz à effet de serre autres que le CO₂: les hydrocarbures perfluorés (PFC) dans la production d'aluminium (section 6.5.5), le N₂O dans la production d'acide nitrique et d'engrais (section 7.3.1);
- les règles relatives à la «quantité transférée de CO₂» dans les processus de CCU et CCS⁶³ (voir la section 6.5.6.2 pour en savoir plus).

Figure 6-3: description schématique des limites du système entrant en ligne de compte dans l'attribution des émissions à un processus de production (se reporter au texte ci-dessous pour en savoir plus)



6.2.2.2 Attribution des émissions aux processus de production

Comme indiqué ci-dessus dans la section 6.2.2, l'attribution des émissions est une tâche complexe. En effet, les limites d'un processus de production forment en principe un bilan énergétique et massique, dont le résultat représente les émissions attribuées (voir la Figure 6-3).

⁶³ Captage et utilisation du carbone (CCU), et captage et stockage (géologique) du carbone (CCS).

⁶⁴ Document d'orientation n° 5 sur la surveillance aux fins de l'allocation à titre gratuit dans le SEQE de l'UE:
https://climate.ec.europa.eu/system/files/2019-02/p4_gd5_mr_guidance_en.pdf

Émissions directes attribuées

Aux fins du calcul des émissions directes attribuées d'un processus de production, il convient de se reporter à la formule considérée à l'annexe III, section F.1, du règlement d'exécution. Pour l'appliquer, utilisez les chiffres totaux sur toute la période de déclaration pour les paramètres donnés dans l'équation 48⁶⁵, comme suit:

$$AttrEm_{Dir} = DirEm^* + Em_{H,imp} - Em_{H,exp} + WG_{corr,imp} - WG_{corr,exp} - Em_{el,prod}$$

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

Cette formule indique les paramètres qui doivent être surveillés lorsqu'une installation comprend plus d'un processus de production, lorsque la fourniture de chaleur relève d'un procédé distinct, lorsque des gaz résiduaire sont présents dans une installation ou lorsque celle-ci produit de l'électricité. Les sections 6.7.2 (chaleur), 6.7.3 (électricité) et 6.7.5 (gaz résiduaire) fournissent plus d'informations à ce sujet.

Description des paramètres:

$AttrEm_{Dir}$	sont les émissions directes attribuées du processus de production sur toute la période de déclaration, exprimées en t équivalent CO ₂ .
$DirEm^*$	sont les émissions directement imputables au processus de production, déterminées pour la période de déclaration en utilisant les règles fournies à la section B de l'annexe III du règlement d'exécution, 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 processus de production considéré, ou qui est utilisée dans plus d'un processus 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 processus de production, mais ajoutées en tant que paramètre $Em_{H,import}$ afin d'éviter une double comptabilisation. Gaz résiduaire: les émissions résultant de gaz résiduaire produits et entièrement consommés au sein du même processus de production sont incluses dans $DirEm^*$. Les émissions résultant de la combustion de gaz résiduaire exportés depuis le processus de production sont pleinement incluses dans $DirEm^*$, indépendamment du lieu où elles sont rejetées. Toutefois, pour les exportations de gaz résiduaire, le terme $WG_{corr,export}$ est calculé.

⁶⁵ Remarque: le numéro de référence des équations donné dans le présent document d'orientation renvoie au règlement d'exécution (UE) 2023/1773.

Les émissions résultant de la combustion de gaz résiduaux importés depuis d'autres processus 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 processus de production, déterminées pour la période de déclaration en utilisant les règles énoncées à la section C de l'annexe III du règlement d'exécution, 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 processus 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 processus de production.

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

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

où:

EF_{heat} représente le facteur d'émission de la production de chaleur mesurable déterminé conformément à la section C.2 de l'annexe III du règlement d'exécution, exprimé en t CO₂/TJ, et

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

$Em_{H,exp}$

sont les émissions équivalentes à la quantité de chaleur mesurable exportée depuis le processus de production, déterminées pour la période de déclaration en utilisant les règles fournies à la section C de l'annexe III du règlement d'exécution. Pour la chaleur exportée, sont utilisés soit les émissions de la combinaison de combustibles réellement connue conformément à la section C.2 de ladite 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.

$WG_{corr,imp}$

sont les émissions directes attribuées d'un processus de production consommant des gaz résiduaux importés d'autres processus de production, corrigées pour la période de déclaration en utilisant la formule suivante:

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

où:

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

NCV_{WG} représente le pouvoir calorifique inférieur des gaz résiduaire importés; et

EF_{NG} représente le facteur d'émission standard du gaz naturel indiqué à l'annexe VIII du règlement d'exécution.

$WG_{corr,exp}$

sont les émissions équivalentes à la quantité de gaz résiduaire exportés depuis le processus de production, déterminées pour la période de déclaration en utilisant les règles fournies à la section B de l'annexe III du règlement d'exécution, ainsi que la formule suivante:

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

où:

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

NCV_{WG} représente le pouvoir calorifique inférieur des gaz résiduaire;

EF_{NG} représente le facteur d'émission standard du gaz naturel indiqué à l'annexe VIII du règlement d'exécution;

$Corr_{\eta}$ 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 $Corr_{\eta} = 0,667$.

$Em_{el,prod}$

sont les émissions équivalentes à la quantité d'électricité produite dans les limites du processus de production, déterminées pour la période de déclaration en utilisant les règles fournies à la section D de l'annexe III du règlement d'exécution.

Émissions indirectes attribuées

$$AttrEm_{indir} = Em_{el,cons} \quad (\text{Équation 49})$$

où:

$AttrEm_{indir}$

sont les émissions indirectes attribuées du processus de production sur toute la période de déclaration, exprimées en t équivalent CO₂;

$Em_{el,cons}$

sont les émissions équivalentes à la quantité d'électricité consommée dans les limites du processus de production, déterminées pour la période

de déclaration en utilisant les règles fournies à la section D de l'annexe III du règlement d'exécution.

6.2.2.3 Calcul des émissions intrinsèques d'une marchandise

Ajouter les émissions intrinsèques des précurseurs

Comme il a été expliqué dans la section 6.2.2 ci-dessus, la dernière étape dans la détermination des émissions intrinsèques consiste, le cas échéant (c'est-à-dire uniquement pour les «marchandises complexes»), à ajouter aux émissions attribuées d'un processus de production les émissions intrinsèques de tous les précurseurs pertinents intervenant dans ledit processus. Si toutefois vous produisez vous-mêmes les précurseurs dans la même installation, et si vous pouvez recourir à la méthode dite «des bulles» (*bubble approach*, voir section 6.3), les émissions attribuées de ce processus de production englobent déjà les émissions survenant lors de la production du précurseur. Par conséquent, **les utilisateurs de cette méthode ne doivent faire le calcul qui suit que s'ils achètent des précurseurs**, en plus des précurseurs qu'ils produisent eux-mêmes.

Les équations suivantes s'appliquent:

$$EE_{Proc,dir} = AttrEm_{Proc,dir} + \sum_{i=1}^n M_i \cdot SEE_{i,dir}$$
$$EE_{Proc,indir} = AttrEm_{Proc,indir} + \sum_{i=1}^n M_i \cdot SEE_{i,indir}$$

où:

$EE_{Proc,dir}$ représente les émissions directes intrinsèques issues du processus de production au cours de la période de déclaration;

$EE_{Proc,indir}$ représente les émissions indirectes intrinsèques issues du processus de production au cours de la période de déclaration;

$AttrEm_{Proc,dir}$ représente les émissions directes attribuées du processus de production, déterminées conformément à la section 6.2.2.2 pour toute la période de déclaration;

$AttrEm_{Proc,indir}$ représente les émissions indirectes attribuées du processus de production, déterminées conformément à la section 6.2.2.2 pour toute la période de déclaration;

M_i représente la masse de précurseur i consommée dans le processus de production au cours de la période de déclaration;

$SEE_{i,dir}$ représente les émissions intrinsèques directes spécifiques du précurseur i ;

$SEE_{i,indir}$ représente les émissions intrinsèques indirectes spécifiques du précurseur i .

Si le précurseur a été produit au sein de la même installation, vous devriez, en tant qu'exploitant, déterminer les valeurs des émissions intrinsèques spécifiques (SEE) en appliquant vous-même les règles du règlement d'exécution. Si vous recevez les précurseurs d'autres installations, vous devriez obtenir les informations nécessaires auprès de l'exploitant de l'installation qui a produit les précurseurs. Idéalement, utilisez pour ce

faire le même modèle fourni par la Commission pour la communication entre exploitants et importateurs (voir section 6.11)⁶⁶.

Si un précurseur provient de différents exploitants, les valeurs des émissions intrinsèques spécifiques (*SEE*) peuvent être différentes pour chaque exploitant. Dans ce cas, les valeurs de M_i et de SEE_i doivent être utilisées séparément dans le calcul, comme s'il s'agissait de précurseurs différents.

Émissions intrinsèques spécifiques (normalisation à une tonne de produit)

Quand tous ces calculs ont été effectués, il ne vous reste qu'à diviser les émissions intrinsèques du processus par le «niveau d'activité» du processus afin d'obtenir les émissions intrinsèques spécifiques des marchandises produites:

$$SEE_{g,dir} = \frac{EE_{Proc,dir}}{AL_g}$$

$$SEE_{g,indir} = \frac{EE_{Proc,Indir}}{AL_g}$$

où:

$SEE_{g,dir}$ représente les émissions intrinsèques directes spécifiques des marchandises de la catégorie agrégée de marchandises g ;

$SEE_{g,indir}$ représente les émissions intrinsèques indirectes spécifiques des marchandises de la catégorie agrégée de marchandises g ;

AL_g représente le niveau d'activité du processus de production employé pour produire les marchandises de la catégorie agrégée de marchandises g , c'est-à-dire la masse de toutes les marchandises relevant de cette catégorie produites au cours de la période de déclaration.

Remarque: à première vue, ces formules s'écartent des formules présentées à l'annexe IV du règlement MACF et de l'annexe III du règlement d'exécution. Elles sont pourtant mathématiquement équivalentes. La seule différence tient au fait que dans le présent document, nous avons considéré qu'il était plus facile de déterminer d'abord les données au niveau du processus, avant de diviser par le niveau d'activité. C'est également cette méthode que la Commission applique dans son modèle de communication. Dans la législation, la formule consiste à additionner les émissions intrinsèques du précurseur en une seule fois, avec une normalisation à une tonne de produit. Pour les marchandises complexes, les formules sont les suivantes:

$$SEE_g = \frac{AttrEm_g + EE_{InpMat}}{AL_g} \quad (\text{Équation 57})$$

$$EE_{InpMat} = \sum_{i=1}^n M_i \cdot SEE_i \quad (\text{Équation 58})$$

⁶⁶ Remarque: vous devez obtenir non seulement des informations sur les émissions intrinsèques spécifiques du précurseur, mais aussi – le cas échéant – des informations sur un prix du carbone dû (voir section 6.10).

Pour les marchandises simples, EE_{inpMat} est simplement égal à zéro.

Le règlement d'exécution donne également des formules générales qui permettent de normaliser d'abord les émissions attribuées, puis de calculer les émissions intrinsèques spécifiques (SEE), comme suit:

la consommation de masse spécifique m_i pour chaque précurseur i : $m_i = M_i/AL_g$

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

$$SEE_g = ae_g + \sum_{i=1}^n (m_i \cdot SEE_i) \quad (\text{Équation 60})$$

où: ae_g représente les émissions directes ou indirectes attribuées du processus de production des marchandises g , exprimées en t équivalent CO₂ par tonne de g , équivalentes aux émissions intrinsèques spécifiques moins les émissions intrinsèques des précurseurs:

$$ae_g = AttrEm_g/AL_g \quad (\text{Équation 61})$$

En principe, en tant qu'exploitant, vous êtes libre de choisir votre méthode de calcul, pour autant que vous puissiez démontrer que le résultat est le même que celui obtenu ci-dessus pour les émissions intrinsèques spécifiques (SEE). Néanmoins, **si vous utilisez le modèle de la Commission pour communiquer les émissions intrinsèques de vos produits aux importateurs (ou aux autres exploitants qui utilisent vos marchandises en tant que précurseurs), le calcul est en principe correct.**



Pour SEE_i , vous devez, en tant qu'exploitant de l'installation, utiliser la valeur des émissions résultant de l'installation où les matières entrantes ont été produites, à condition que les données de cette installation puissent être correctement mesurées et que son exploitant communique toutes les données requises. Au cours de la période transitoire, les valeurs par défaut des émissions intrinsèques, telles qu'elles sont fournies par la Commission, peuvent être utilisées lorsque le précurseur est une marchandise couverte par le MACF. Voir la section 6.9 pour en savoir plus.



6.3 Définir les limites des processus de production et les modes de production

Cette section présente les méthodes de surveillance qui sont à la disposition des exploitants pendant la période transitoire. L'encadré ci-dessous indique les principales sections du règlement d'exécution qui sont applicables en matière de surveillance pendant la période transitoire du MACF.

Références dans le règlement d'exécution

Annexe II, section 3 (Modes de production, limites du système et précurseurs pertinents).

Annexe III, section A (Principes), en particulier la sous-section A.4 (Division des installations en procédés de production).

Pour déterminer les émissions intrinsèques des catégories agrégées de marchandises visées à l'annexe II, section 2, du règlement d'exécution, vous devez (en tant qu'exploitant) définir la limite du système pour la production de la marchandise. Pour ce faire, vous devez recenser:

- tous les processus de production ou équipements pertinents utilisés dans la production de la marchandise couverte par le MACF;
- tous les flux de combustibles, d'énergie (électricité⁶⁷, chaleur ou gaz résiduaire⁶⁸) et de matières entrant et sortant de ces processus de production; et
- les sources de GES émis directement par ces processus de production et, le cas échéant, au cours de la production de l'énergie et des précurseurs consommés.

Étape n° 1: dressez la liste des marchandises, unités physiques, matières entrantes, matières sortantes et émissions pour l'installation

Tout d'abord, dressez la liste de l'ensemble des unités physiques, matières entrantes (les matières premières, les combustibles, la chaleur et l'électricité nécessaires à la fabrication des produits, par exemple) et matières sortantes (les marchandises produites, les sous-produits et les déchets, la chaleur, l'électricité, les gaz résiduaire et les émissions, par exemple) intervenant dans les processus de production au sein de votre installation.

Pour respecter la définition des «émissions directes» visée dans le règlement MACF, la chaleur importée doit être prise en considération (c'est-à-dire ajoutée aux émissions totales de l'installation), de même que les «émissions indirectes» issues de l'électricité importée.

Étape n° 2: recensez les processus de production et modes de production pertinents

À ce stade, dressez la liste de toutes les marchandises, avec leurs codes NC, que produit votre installation. À l'aide du tableau 1 qui figure à l'annexe II, section 2, du règlement d'exécution (ou de la section 5 du présent document), déterminez les marchandises qui sont couvertes par le MACF ainsi que les catégories agrégées de marchandises dont elles relèvent. Pour chaque catégorie agrégée de marchandises que vous aurez retenue comme pertinente, vous devrez définir un processus de production en prévision de l'étape suivante. Certaines simplifications (voir ci-dessous) sont toutefois permises.

Déterminez ensuite les processus industriels (le «mode de production») employés pour produire les marchandises couvertes par le MACF ainsi que les unités, matières entrantes et sortantes et émissions intervenant dans ces processus.

Dressez le schéma de votre installation pour vous aider à visualiser les limites du système. Pensez également à recenser les unités qui peuvent être utilisées conjointement par différents processus de production, telles que les chaudières, les centrales de cogénération et les réseaux de vapeur. Les émissions de ces unités doivent être surveillées séparément

⁶⁷ Remarque: la production d'électricité est considérée comme un processus de production distinct. Voir exemple à la section 7.2.2.1. Dans le cas particulier de l'électricité, ce sont les émissions indirectes qui sont concernées, c'est-à-dire qu'une division de l'installation n'a pas vraiment d'incidence.

⁶⁸ Voir la section 6.7.5 pour la définition des «gaz résiduaire».

et attribuées aux processus de production en fonction de la quantité de chaleur consommée par les différents processus.

Aux fins de la définition des limites du système des processus de production, différentes configurations sont possibles:

- si une installation produit une seule catégorie de marchandises, la limite de l'installation et la limite du processus de production aux fins de la surveillance et de la déclaration des émissions intrinsèques sont les mêmes;
- si une installation produit plusieurs catégories de marchandises sans lien entre elles, vous devez définir séparément les limites des processus de production au sein de ladite installation;
- si une installation produit la même catégorie de marchandises selon des modes de production différents, vous pouvez, en tant qu'exploitant, définir soit une seule limite du processus de production soit des limites séparées pour les différents modes de production. Si vous attribuez des processus séparés, calculez les émissions intrinsèques des marchandises séparément pour chaque mode de production;
- si une installation produit une catégorie de marchandise complexe avec le précurseur, et si ce précurseur sert intégralement à fabriquer la marchandise complexe, vous pouvez définir une (seule) limite du système commune au sein de l'installation (**méthode dite des «bulles»⁶⁹**);
- si une installation produit également des marchandises non couvertes par le MACF, ne définissez que les limites du système des processus de production correspondant aux marchandises couvertes par le MACF au sein de l'installation. Toutefois, par rapport aux exigences de base, une amélioration recommandée consisterait à définir également une limite supplémentaire pour les marchandises non couvertes par le MACF, de manière à confirmer que toutes les émissions pertinentes ont été couvertes.

À cela s'ajoutent plusieurs **simplifications** qui s'appliquent dans certains secteurs au cours de la période transitoire, en l'occurrence:

- les **installations produisant des produits en fonte, fer et acier** qui produisent deux ou plusieurs marchandises de certains groupes de produits⁷⁰ peuvent surveiller et déclarer les émissions intrinsèques en définissant un processus de production conjoint, à condition qu'aucun des précurseurs produits ne soit vendu séparément (la méthode dite des «bulles»);
- les **installations produisant des produits en aluminium** qui produisent deux ou plusieurs marchandises des groupes aluminium sous forme brute ou produits en aluminium peuvent surveiller et déclarer les émissions intrinsèques en définissant un processus de production conjoint, à condition qu'aucun des précurseurs produits ne soit vendu séparément (la méthode dite des «bulles»); et
- les **installations produisant des engrais mélangés** peuvent simplifier la surveillance de chaque processus de production en déterminant une valeur

⁶⁹ Voir la section 7.2.2.1 pour un exemple de cette méthode.

⁷⁰ Minerai aggloméré, fonte brute, FeMn, FeCr, FeNi, fer de réduction directe, acier brut, produits en fonte, fer ou acier.

uniforme d'émissions intrinsèques par tonne d'azote contenue dans les engrais mélangés, indépendamment de la forme chimique de l'azote (ammonium, nitrate ou urée).

Pour définir les limites du système d'un processus de production, les **critères principaux** sont les suivants:

- les limites du système devraient s'étendre aux unités physiques⁷¹ qui interviennent dans les différentes étapes du processus de production de la marchandise;
- toute autre unité (intégralement) consacrée au processus de production et lui permettant d'atteindre et de conserver sa pleine capacité de production devrait être comprise dans les limites du système – par exemple les unités de cogénération (activité entrante) ou les épurateurs d'effluents gazeux (activité sortante);
- les unités physiques qui servent dans plusieurs processus de production (les chaudières qui fournissent de la vapeur dans plusieurs processus, par exemple, ou les compresseurs d'air qui fournissent de l'air comprimé) doivent être virtuellement «divisées» (traitez leurs émissions séparément, en appliquant les formules données dans la section 6.2.2.2);
- seules les unités fixes sont comprises dans les limites du système – les émissions issues des véhicules [chariots élévateurs, chariots porteurs, boteurs (bulldozers), etc.] ne sont pas comprises dans les limites du système d'un processus de production.

En tout, les émissions pertinentes d'une installation devraient être totalement (100 %) couvertes, toutes marchandises confondues (couvertes par le MACF ou non):

- pour une installation qui applique un seul processus de production, toutes les émissions pertinentes (100 %) devraient être attribuées au processus de production de la marchandise couverte par le MACF;
- pour une installation qui applique plusieurs processus de production pertinents, vous devriez, en tant qu'exploitant, et le cas échéant, attribuer aux différents processus de production recensés les équipements, les «flux» et les sources d'émission qu'ils partagent.

De cette manière, l'ensemble des matières entrantes et sortantes et des émissions s'y rapportant au sein de votre installation devrait être attribué à un processus de production, sauf si celles-ci concernent une marchandise non couverte par le MACF.

Veillez particulièrement à ne pas faire chevaucher des processus de production; les matières entrantes et sortantes et les émissions s'y rapportant ne devaient pas être couvertes par plus d'un processus de production.

⁷¹ On entend par «unités» les équipements industriels tels que les fours, les fourneaux, les chaudières, les réacteurs, les colonnes de distillation, les séchoirs, les épurateurs de gaz de combustion, etc.

Notez également que, dans un souci de transparence, il est possible que vous deviez fournir des explications relatives aux processus de production définis au cours de la période transitoire du MACF au vérificateur et à l'autorité qui contrôle les déclarations MACF ultérieurement, lors de la période définitive.



Amélioration recommandée:

dressez la liste de toutes les sources d'émissions et tous les flux de la totalité de l'installation, afin de réaliser des contrôles d'exhaustivité et de contrôler l'efficacité de l'installation dans son ensemble sur le plan énergétique et des émissions.



La section 7.1.2 contient un exemple qui montre comment définir des processus de production distincts pour les différentes marchandises couvertes par le MACF au sein d'une installation fictive dans le secteur du ciment.

Étape n° 3: déterminez les besoins en matière de surveillance au niveau de l'installation

Lorsque vous avez recensé tous les processus de production relevant du MACF ainsi que les sources d'émissions et les flux s'y rapportant (c'est-à-dire les combustibles et les matières contribuant aux émissions), il vous faut choisir votre méthode de surveillance. Au niveau de l'installation, vous avez le choix entre les méthodes «fondées sur le calcul» et «fondées sur la mesure» ou, pour une partie de la période transitoire, d'autres méthodes issues d'autres systèmes de tarification du carbone ou de surveillance, déclaration et vérification. La section 6.4 contient plus d'informations sur les méthodes applicables.

Dans certains cas, il faut surveiller les flux de matières ou d'énergie supplémentaires qui circulent entre les processus de production, et qui ne sont pas nécessaires pour la surveillance des émissions au niveau de l'installation. Par exemple, un gaz résiduaire résultant de la production de fonte brute, laquelle est consommée lors de la production en aval de produits en fonte, fer ou acier, ne doit pas faire l'objet d'une surveillance à part au niveau de l'installation. Pour l'attribution aux différents processus de production et, par la suite, aux marchandises, une telle surveillance est nécessaire et doit être définie pour l'étape suivante.

Étape n° 4: attribuez les émissions aux processus de production

Une fois que vous avez défini les méthodes de détermination des émissions totales d'une installation, vous devez veiller à disposer de toutes les informations nécessaires pour «répartir» les émissions entre les processus de production définis et les marchandises produites.

À ce stade, ne tenez pas compte des émissions intrinsèques des précurseurs utilisés. Chaque marchandise est considérée comme une «marchandise simple», c'est-à-dire que seules les émissions (directes ou indirectes) de chaque processus de production entrent en ligne de compte. Si une installation produit également des précurseurs, considérez ceux-ci séparément, comme des marchandises à part entière.

À ce stade, il s'agit d'attribuer l'intégralité (100 %) des émissions de l'installation à des marchandises, sans lacune ni double comptabilisation. À noter que dans ce contexte, l'«électricité» et la «chaleur» produites en vue d'être utilisées en dehors du processus de

production sont également des «marchandises» (elles ont une valeur économique et peuvent être échangées). Par ailleurs, tenez compte des marchandises qui ne sont pas couvertes par le MACF, car elles sont nécessaires pour atteindre l'objectif des 100 %.

6.4 Planifier la surveillance

Cette section présente les méthodes de surveillance qui sont à la disposition des exploitants pendant la période transitoire du MACF. L'encadré ci-dessous indique les principales sections du règlement d'exécution qui sont applicables en matière de surveillance pendant cette période transitoire.

Références dans le règlement d'exécution

Annexe III, section A (Définitions et principes), en particulier les sous-sections A.1. (Approche générale), A.2. (Principes de la surveillance), A.3. (Méthodes représentant la source des meilleures données disponibles), A.4. (Division des installations en procédés de production).

Annexe III, section B (Surveillance des émissions directes), en particulier les sous-sections B.1. (Exhaustivité des flux et des sources d'émission), B.2. (Choix de la méthode de surveillance), B.4. (Exigences relatives aux données d'activité), B.5. (Exigences relatives aux facteurs de calcul pour le CO₂).

Annexe III, section E (Surveillance des précurseurs).

Annexe III, section F (Règles pour l'attribution d'émissions d'une installation à des marchandises).

Annexe III, section H (Mesures facultatives pour améliorer la qualité des données).

6.4.1 De quels documents ai-je besoin pour planifier ma surveillance?

En tant qu'exploitant, vous êtes tenu de consigner les méthodes de surveillance que vous utilisez pour déterminer les émissions couvertes par le MACF et les données relatives à la production de votre installation et de vos processus de production. Dans cette documentation relative à la méthode de surveillance (ci-après la «documentation»), pensez à définir les limites du système de votre installation et de chacun de vos processus de production, conformément aux exigences propres à chaque secteur industriel. Indiquez également pour quels flux la norme standard fondée sur le calcul ou la méthode du bilan massique est utilisée, et pour quelle source d'émissions une méthode fondée sur la mesure est utilisée. Mentionnez également toutes les autres méthodes de surveillance applicables, comme pour les qualités et quantités de marchandises couvertes par le MACF produites, la chaleur, l'électricité et les flux de gaz résiduels, le cas échéant.

En tant qu'exploitant, il vous est recommandé d'inclure un schéma accompagné d'une description des processus de votre installation, de manière:

- à visualiser les limites du système des processus de production et les flux;
- à prouver l'absence de doubles comptages ou de lacunes dans les données en ce qui concerne la déclaration des émissions.

Il vous est conseillé de vous doter d'emblée d'un bon système de gestion des documents. Pour vous y aider, la documentation devrait idéalement être rassemblée dans un seul

document, comparable au «plan de surveillance» utilisé dans d'autres régimes de tarification du carbone ou systèmes de surveillance, de déclaration et de vérification (et dans le SEQE de l'UE).

6.4.2 Méthode de surveillance: principes et procédures

En tant qu'exploitant, vous êtes tenu de consigner une méthode de surveillance afin que toutes les activités de surveillance soient exécutées avec cohérence d'une année à l'autre. La documentation relative à la méthode de surveillance tient alors lieu de «règlement» pour le personnel de votre installation, ainsi que pour les nouveaux venus qui doivent être formés à la surveillance. Si vous prenez l'initiative de faire appel à un vérificateur de GES, celui-ci trouvera dans la documentation de précieuses informations d'ordre général.

Principes directeurs pour planifier votre surveillance

- Une méthode de surveillance **aussi simple que possible**, qui repose sur les systèmes actuels en place au sein de votre installation et qui utilise les **sources de données les plus fiables**, des instruments de mesure solides, des flux de données succincts et des **procédures de contrôle efficaces**.
- Une **transparence** et une traçabilité complètes quant à la manière dont les données sont rassemblées, à des fins de vérification de vos données MACF lors de la période définitive, indiquant les **calculs ou hypothèses** qui ont été faits et les contrôles en place pour garantir la précision des données.
- Des **procédures écrites** supplémentaires contenant des instructions claires sur les activités à mettre en œuvre en application de la documentation, indiquant où trouver les informations nécessaires et définissant les rôles et responsabilités.

Compte tenu des changements techniques que connaissent les installations au fil du temps, la documentation relative à la méthode de surveillance et les procédures écrites sont des documents «inachevés» que vous devez, en tant qu'exploitant, **régulièrement revoir** et mettre à jour.

Pour un exploitant, une méthode de surveillance type comprend les activités suivantes (selon le cas, en fonction des spécificités de l'installation):

- collecte des données (données de mesure, factures, protocoles de production, détermination des stocks, etc.),
- échantillonnage des matières et des combustibles,
- analyses de laboratoire des combustibles et des matières,
- maintenance et étalonnage des compteurs,
- description des calculs et des formules à utiliser,
- conservation d'une trace écrite des valeurs standard utilisées et de leurs sources,
- activités de contrôle (principe des «quatre yeux» pour la collecte des données, par exemple),
- archivage des données (y compris leur protection contre toute manipulation),

- examen régulier pour repérer ce qui peut être amélioré (veillez à améliorer votre système de surveillance dès que vous en avez la possibilité).

Amélioration recommandée: vérifiez régulièrement (au moins une fois par an) s'il est possible de faire appel à de nouvelles sources de données plus précises afin d'améliorer les méthodes de surveillance.



6.4.3 Procédures écrites

Les procédures écrites qui accompagnent la méthode de surveillance comprennent les éléments suivants:

- gestion des responsabilités et des compétences du personnel – description des rôles et attribution des responsabilités aux membres du personnel occupant un poste clé;
- gestion du flux de données et procédures de contrôle;
- mesures d'assurance de la qualité (contrôles à effectuer);
- méthode(s) d'estimation pour remplacer des données en cas de lacunes dans les données;
- réexamen régulier de la méthode de surveillance pour vérifier sa validité;
- plan d'échantillonnage et processus de révision, si nécessaire;
- procédures concernant les méthodes d'analyse, le cas échéant;
- procédure visant à démontrer l'accréditation des laboratoires équivalente à la norme ISO/IEC 17025, le cas échéant;
- procédures d'utilisation des méthodes fondées sur la mesure, qu'il s'agisse des calculs de corroboration ou de la déduction des émissions issues de la biomasse, le cas échéant;
- procédure de révision et de mise à jour régulières de la liste des produits et des précurseurs produits ou importés par une installation.

En tant qu'exploitant, vous devez veiller à ce que toutes les versions des documents et procédures en matière de surveillance soient faciles à reconnaître et à ce que le personnel concerné s'en réfère toujours aux versions les plus récentes.

6.4.4 Choix des sources des meilleures données disponibles

L'annexe III, section A.3, du règlement d'exécution contient des informations sur le principe général selon lequel il convient d'utiliser les «**sources des meilleures données disponibles**» pour la surveillance – quelle qu'elle soit – effectuée afin de déterminer les émissions intrinsèques des marchandises couvertes par le MACF. Dans ce contexte:

- «**meilleures**» renvoie principalement à la solution **la plus précise**⁷² pour déterminer les données requises. Autrement dit, lorsque vous avez le choix entre

⁷² Plus précisément, l'objectif consiste à viser **le niveau d'incertitude le plus faible**, ce qui recouvre deux notions: une grande *exactitude* (la valeur mesurée doit être la plus proche possible de la «valeur réelle») et une grande *précision* (une faible variabilité dans les mesures).

deux instruments de mesure pour une même variable, choisissez celui pour lequel l'exploitant signale le moins d'«erreurs en service» dans l'environnement dans lequel vous l'utilisez. En outre, lorsqu'il existe des instruments soumis à un «contrôle métrologique légal» (c'est-à-dire des instruments qui font l'objet d'une vérification officielle en vertu d'une législation, par exemple pour garantir que les mesures soient acceptées pour l'échange de combustibles), ceux-ci doivent avoir la priorité en raison de leurs caractéristiques particulières.

«Meilleures» fait également référence au traitement des données. Lorsque le personnel doit relever une valeur toutes les heures ou quotidiennement, puis l'inscrire dans un journal, qui est ensuite retranscrit manuellement dans un tableur électronique, et que celui-ci n'est pas suffisamment protégé contre les modifications (indésirables), cela pose un certain nombre de risques dans le «flux de données» qui nécessitent des «procédures de contrôle» spéciales (voir section 6.4.6). Une «meilleure» source de données fournirait des données automatiquement, par exemple depuis un système de contrôle des processus vers une base de données qui peut être utilisée pour extraire des données sans risque de manipulation. «Meilleures» désigne donc aussi les sources de données qui présentent **le moins de risque d'erreurs dans le flux de données**;

- «**disponibles**» renvoie d'abord à l'idée que vous disposez déjà, en tant qu'exploitant, de la source de données, parce que les paramètres mesurés ont de l'importance dans le contrôle de vos processus ou dans le calcul de vos coûts, par exemple. Si ce n'est pas le cas, vous devez faire un choix: allez-vous acheter un système de mesure supplémentaire, allez-vous mettre en place un système permettant de prélever des échantillons de matières et de réaliser des analyses de laboratoire, pour les besoins du MACF? Ou bien avez-vous la possibilité d'utiliser d'autres méthodes, même «indirectes» (voir ci-dessous), ou existe-t-il des sources admises dans la littérature qui fournissent des valeurs standard plausibles et crédibles pour le paramètre que vous surveillez (une valeur standard pour le facteur d'émission d'un combustible, par exemple)?

La législation vous laisse une grande latitude à cet égard. Bien qu'elle dispose que les «meilleures» sources doivent être utilisées, il y est admis que **la charge administrative et les coûts doivent rester limités**. À cette fin, elle introduit les notions de «**faisabilité technique**» et de «**coûts excessifs**» (voir section 6.4.5). Il vous est ainsi permis de choisir la deuxième (voire la troisième) meilleure source de données, si le premier choix n'est pas faisable ou entraîne des coûts excessifs.

En outre, le législateur vous autorise à utiliser des **mesures qui ne sont pas «sous le contrôle de l'exploitant»**, le cas échéant. Cela signifie, par exemple, que si votre fournisseur de combustible détermine lui-même le pouvoir calorifique inférieur et le facteur d'émission du combustible, ou si le débitmètre ou le pont-bascule utilisé pour déterminer la quantité de combustible vendue lui appartient, ces données peuvent servir aux fins du MACF et vous ne devez pas faire l'acquisition de votre propre équipement ni procéder à vos propres analyses. Notez toutefois que la surveillance sous le contrôle de l'exploitant reste l'option privilégiée, lorsqu'elle est possible;

- «**sources de données**» désigne tout ce qui est nécessaire à la détermination de l'ensemble des paramètres suivis dans le cadre de la surveillance, qu'il s'agisse des émissions, des processus de production ou des émissions intrinsèques des marchandises. Au niveau abstrait, il s'agit en particulier de déterminer les **quantités** de flux de combustibles, de matières, d'énergie, etc. ainsi que la **qualité** de ces flux (teneur en carbone des matières, température, pression et

saturation de la vapeur, etc.). Si les sections qui suivent entrent plus dans le détail des différents paramètres, à ce stade, la législation distingue les méthodes suivantes:

- **détermination directe:** il s'agit, par exemple, de relever directement un débitmètre pour le gaz naturel, de peser un camion qui livre du charbon, etc. et, sur le plan de la qualité, d'appliquer directement une valeur standard pour un facteur d'émission ou de réaliser des analyses de laboratoire pour déterminer la teneur en carbone d'une matière directement. Lorsque plusieurs paramètres sont concernés⁷³, on parle de «détermination directe» si l'ensemble des paramètres sont effectivement mesurés;
- **détermination indirecte:** on parle également souvent de «méthode d'estimation». En tant qu'exploitant, vous devez formuler plusieurs hypothèses et rechercher des mesures qui sont liées d'une manière ou d'une autre par un raisonnement scientifique fiable. Par exemple, si vous disposez d'une chaudière pour produire de la vapeur mais pas de compteur d'énergie thermique, vous pouvez utiliser le rendement indiqué par le fabricant de la chaudière pour calculer les quantités de chaleur en fonction de la quantité de combustible consommée. En principe, la méthode B, pour les émissions de procédé du clinker de ciment, est aussi une méthode indirecte: à partir des quantités de CaO et de MgO contenues dans le clinker, il est possible de calculer la quantité de carbonates qui sont supposés avoir été présents dans la farine crue (nous sommes ici dans un contexte scientifique de stœchiométrie, avec la probabilité qu'aucun autre carbonate n'ait été présent).

Remarque: les méthodes de détermination directe sont privilégiées, mais les méthodes indirectes sont acceptées pour réduire les coûts administratifs;

- **corrélations:** il s'agit d'une «méthode indirecte améliorée», qui s'applique en particulier aux paramètres qualitatifs des combustibles. En particulier, les facteurs d'émission du charbon peuvent souvent être déterminés sur la base de corrélations entre les cendres, le pouvoir calorifique et le facteur d'émission à déterminer. Certains gaz de procédé peuvent être caractérisés à l'aide de corrélations entre la densité ou la conductivité thermique et la composition du gaz (teneur en carbone).

Ces corrélations doivent être régulièrement (chaque année) confirmées par des analyses de laboratoire et sont considérées à ce titre comme une «meilleure» option que celle qui consiste à utiliser des facteurs d'émission standards (qui sont des valeurs fixes), mais pas «la meilleure» option, qui reste celle des véritables analyses de laboratoire à partir d'un échantillonnage représentatif.

Si vous constatez, en tant qu'exploitant d'une installation, que vous disposez de plusieurs sources de données pour un même paramètre, optez pour la «meilleure» source aux fins de la surveillance et indiquez cette source comme la «source de données principale» dans votre documentation relative à la méthode de surveillance. N'écartez toutefois pas les

⁷³ C'est le cas en particulier pour la détermination des flux thermiques nets, pour lesquels le flux de vapeur, la température, la pression et la saturation, ainsi que la quantité et la température du condensat restitué sont nécessaires.

autres sources de données, mais faites-en des «sources de corroboration» et utilisez leurs valeurs pour vérifier régulièrement la cohérence des données de la source «principale». Vous en faites ainsi un «système de contrôle» (voir section 6.4.6).

Dans l'absolu, il n'y a pas de «bon» et de «mauvais» choix en ce qui concerne les sources de données. Pour autant, avec le temps, vous devriez vous familiariser avec les sources de données et avoir la confirmation que celles que vous avez choisies sont effectivement les «meilleures». Du reste, de nouvelles technologies pourraient apparaître ou devenir moins coûteuses, et votre installation pourrait connaître des changements. C'est pourquoi le législateur a prévu un réexamen régulier (annuel) de la méthode de surveillance.

6.4.5 Limiter les coûts de la surveillance

Comme indiqué dans la section 6.4.4, en vertu du règlement d'exécution, l'exploitant est autorisé à limiter les coûts qu'il supporte pour assurer la surveillance dans le cadre du MACF, d'abord en recourant à des méthodes et à des équipements existants, dans la mesure du possible, ensuite en s'écartant des méthodes privilégiées, si une méthode de surveillance n'est «pas techniquement réalisable» ou entraîne des «coûts excessifs». Ces critères sont examinés en détail dans les paragraphes qui suivent.

Déterminer la nature excessive des coûts

En vertu de l'annexe III, section A.3, point 8, du règlement d'exécution, pour être considérés comme «excessifs», les coûts d'une méthode de surveillance ou d'une mesure d'amélioration doivent être supérieurs aux bénéfices.

En tant qu'exploitant, il vous incombe donc de procéder à une analyse coût/bénéfice de la méthode de détermination donnée pour l'ensemble de données concerné, afin de déterminer si les coûts sont excessifs. Si c'est le cas, pensez à inclure votre calcul dans la documentation relative à la méthode de surveillance en guise de justification de votre choix de méthode.

La méthode de calcul à utiliser est décrite dans le règlement d'exécution. Le **calcul du bénéfice** se présente comme suit: **amélioration** × **prix de référence par équivalent de CO₂**.

- L'amélioration est calculée en multipliant le pourcentage attendu de l'amélioration de l'incertitude dans une mesure, ou 1 % si aucune amélioration ne peut être quantifiée, par les émissions liées⁷⁴.
- Le prix de référence est de 20 EUR par tonne⁷⁵ équivalent CO₂.

Calcul des coûts: pour savoir quels coûts inclure dans le calcul, ne tenez compte que des coûts qui s'ajoutent au **système de référence existant**, c'est-à-dire le coût supplémentaire

⁷⁴ Les émissions liées désignent les émissions directes au cours de la période de déclaration résultant du flux ou de la source d'émissions concernés, à savoir: les émissions attribuées à une quantité de chaleur mesurable; les émissions indirectes liées à la quantité d'électricité concernée; ou les émissions intrinsèques d'une matière produite ou d'un précurseur consommé.

⁷⁵ Ce prix du CO₂ est beaucoup plus bas que le prix réel du CO₂ dans le SEQE de l'UE, ce qui contribue à limiter les coûts de la surveillance, puisque les mesures considérées comme «excessives» sont ainsi plus nombreuses qu'en utilisant le prix réel du CO₂.

par rapport à un équipement existant ou à un article plus cher (mais plus précis) moins le coût de l'équipement qui aurait été acheté sans le MACF. Dans ce contexte, les types de coûts dont il faut tenir compte sont les suivants:

- les coûts d'investissement – pour les nouveaux équipements, le cas échéant. Le coût des nouveaux équipements doit correspondre au coût annuel amorti sur la durée de vie économique des équipements, autrement dit amorti de façon linéaire;
- les coûts d'exploitation et d'entretien – pour les services d'étalonnage annuels, par exemple;
- les coûts causés par les perturbations dans le fonctionnement – en raison des arrêts prévus pour installer les nouveaux équipements (pour éviter ces coûts, en tant qu'exploitant, planifiez cet arrêt en même temps que l'arrêt annuel pour l'entretien); et
- tout autre coût raisonnable supporté.

Une fois ce calcul fait, si les coûts sont supérieurs au bénéfice, libre à vous de choisir un équipement ou une méthode de surveillance moins coûteux, car les coûts sont considérés comme «excessifs».

Remarque: les petits montants ne sont jamais considérés comme des coûts «excessifs». À cette fin, le seuil est fixé à **2 000 EUR par an**. En dessous de ce montant, les coûts sont toujours considérés comme des **coûts supplémentaires raisonnables** pour des mesures qui visent à améliorer la méthode de surveillance d'une installation, en application des obligations de surveillance imposées par le MACF.

Faisabilité technique

La deuxième notion utile pour éviter des méthodes de surveillance plus coûteuses repose sur la «faisabilité technique». Une mesure n'est «pas techniquement réalisable» si l'installation ne dispose pas des 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 du MACF. C'est le cas, par exemple, s'il n'y a pas de place pour installer un équipement technique, si cela pose des problèmes de sécurité ou si la technologie n'est pas disponible dans le pays. En général, «infaisabilité technique» et «coûts excessifs» vont de pair.

6.4.6 Mesures de contrôle et gestion de la qualité

Il est une bonne pratique communément admise dans les systèmes de tarification du carbone et de surveillance des GES selon laquelle l'exploitant assure un système de contrôle performant des flux de données qui entrent en ligne de compte dans la surveillance des émissions. Bien que ces mesures soient tout à fait facultatives, ainsi qu'il est clairement indiqué à l'annexe III, section H, du règlement d'exécution, la mise en œuvre d'un tel système de contrôle est dans l'intérêt de l'exploitant. Nous décrirons ici brièvement la marche à suivre pour établir un tel système.

Étape n° 1: réalisez une (simple) évaluation des risques

Recensez tous les flux de données depuis le premier point où les données apparaissent (par exemple sur les factures de combustible, sur le relevé d'un instrument dans l'installation),

examinez comment ils sont inscrits ou consignés dans un système informatique et comment ils interviennent dans les calculs jusqu'à ce qu'ils se retrouvent dans les données finales relatives aux émissions intrinsèques que vous communiquez aux importateurs de l'UE en vertu du MACF.

Repérez ensuite les points à haut risque d'erreur (là où la probabilité d'erreur est élevée, où l'erreur a une très grande incidence sur les émissions, ou encore là où ces deux facteurs posent un risque au moins «moyen»).

Étape n° 2: mettez en place des contrôles performants

À chaque point «à haut risque» (et également, idéalement, au moins à chaque point «à risque moyen»), instaurez une mesure de contrôle. Si, par exemple, il existe un risque élevé de panne d'un instrument de mesure, d'erreurs copiées-collées lors du transfert des données d'un journal papier à un tableur, ou encore si des données conservées sur un ordinateur sont accessibles librement à tout le personnel, des mesures doivent être prises. Il en va de même s'il existe un risque de données incomplètes (par exemple parce que les fournisseurs de combustibles envoient systématiquement leurs factures en retard, etc.).

Étape n° 3: évaluez régulièrement l'efficacité des mesures de contrôle

Mesures de contrôle (liste non exhaustive)

Une mesure simple, avec un très bon rapport coût/bénéfice, consiste à appliquer le principe des «quatre yeux», c'est-à-dire que tous les flux de données sont contrôlés par une deuxième personne, indépendante de celle qui rassemble les données⁷⁶.

En outre, le règlement d'exécution recense les domaines suivants parmi ceux qui nécessitent une attention particulière:

- l'assurance de la qualité de l'équipement de mesure concerné (étalonnage et entretien);
- l'assurance de la qualité des systèmes informatiques;
- la séparation des fonctions parmi les activités de gestion du flux de données et les activités de contrôle;
- la gestion des compétences nécessaires du personnel;
- les analyses internes et la validation des données (cela peut se faire en comparant des séries chronologiques et en effectuant des contrôles par rapport à différentes sources de données, par exemple pour déterminer si l'efficacité énergétique d'un processus peut être expliquée dans le temps/après des mesures d'amélioration);
- les corrections et mesures correctives, en cas de défaillance des instruments ou des procédures ou en cas d'erreurs (par exemple la double comptabilisation des qualités de combustibles ou de matières);

⁷⁶ On entend par «personne indépendante», par exemple, un comptable qui contrôle le directeur du service «environnement, sécurité et santé» qui est lui-même responsable en premier ressort de la collecte des données. Remarque: en ce qui concerne les compétences, les deux individus doivent être formés aux notions de base de la surveillance des émissions de GES dans le cadre du MACF.

- le contrôle des activités externalisées (par exemple lorsque des laboratoires externes interviennent ou lorsque des instruments non placés sous le contrôle de l'exploitant sont utilisés); et
- l'archivage et la documentation, y compris la gestion des différentes versions des documents.

6.5 Déterminer les émissions directes de l'installation

Le règlement MACF repose sur le principe d'une **méthode descendante** pour calculer les émissions intrinsèques, en commençant au niveau de l'installation, puis en répartissant ces émissions de manière qu'elles soient attribuées à différents processus de production et ensuite aux produits, avant que d'autres émissions intrinsèques soient ajoutées pour les précurseurs⁷⁷. Cette sous-section contient des indications sur la manière d'effectuer ces calculs.

La surveillance des émissions se rapportant à l'installation peut se faire suivant différentes méthodes, lesquelles peuvent être combinées, pour autant qu'il n'y ait ni lacunes ni double comptage.

En tant qu'exploitant, sélectionnez une **méthode de surveillance** permettant d'obtenir les résultats les plus précis et fiables (voir la section 6.4.4), sauf si une méthode particulière est prescrite pour des raisons propres au secteur. Les méthodes de surveillance autorisées dans le cadre du MACF sont les suivantes:

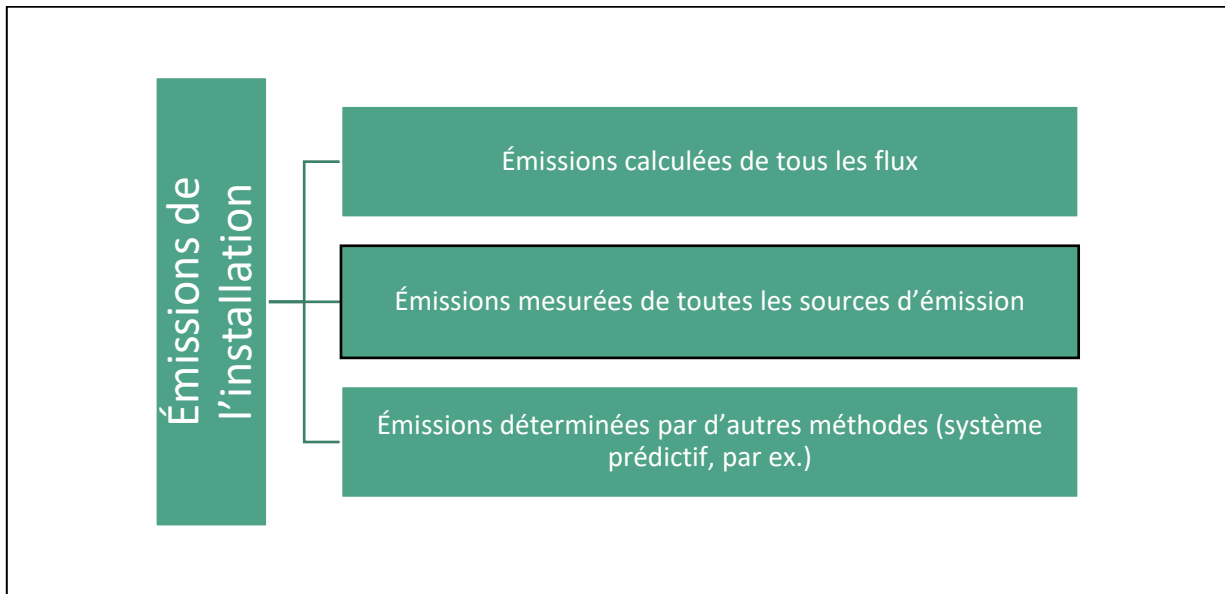
- la **méthode fondée sur le calcul**, qui consiste à déterminer les émissions des différents flux à partir des données d'activité (telles que les données relatives à la consommation de combustibles) et de paramètres complémentaires issus d'analyses de laboratoire, ou de valeurs standard, selon le cas. La «méthode standard» (qui fait la distinction entre les émissions de combustion et les émissions de procédé) ou la «méthode du bilan massique» peuvent être utilisées l'une comme l'autre;
- la **méthode fondée sur la mesure**, qui nécessite un système de mesure continue des émissions (SMCE) pour mesurer directement les émissions à partir de leurs sources;
- les **autres méthodes suivies dans les pays tiers**, lorsqu'elles relèvent d'un système de tarification du carbone existant, ou d'un système obligatoire de surveillance des émissions, ou d'un système de surveillance des émissions dans l'installation, qui peut inclure une vérification effectuée par un vérificateur accrédité (un projet de réduction des GES, par exemple), et lorsqu'elles donnent des résultats comparables à ceux des méthodes présentées dans le règlement d'exécution, qu'il s'agisse de la couverture ou de la précision des données

⁷⁷ En théorie, les émissions intrinsèques pourraient aussi être calculées selon une méthode ascendante. Le point de départ serait alors le produit à importer, dont il faudrait retracer le parcours tout au long de la chaîne de valeur jusqu'à additionner toutes les émissions issues de l'ensemble des étapes de production précédentes. En pratique, il est généralement plus simple de surveiller les émissions totales d'une installation donnée, étant donné qu'il existe en général un dispositif de mesure principal pour chaque combustible dans toute l'installation, tandis qu'il est plus rare de trouver des compteurs secondaires qui permettent de répartir la quantité de combustibles entre différents processus de production; c'est donc la méthode qui a été retenue dans le règlement d'exécution.

d'émission (voir section 6.5.3). Ces systèmes recouvrent également les méthodes telles que les systèmes prédictifs de surveillance des émissions, par exemple.

Une combinaison de ces méthodes est possible également, à condition qu'il n'y ait ni double comptage ni lacunes dans les données lors de la déclaration des émissions, de telle sorte que différentes parties de l'installation sont surveillées par l'une des méthodes autorisées.

Figure 6-4: aperçu des émissions de l'installation



La Figure 6-4 ci-dessus montre comment calculer les émissions de l'installation conformément à l'annexe III du règlement d'exécution, à savoir:

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

où:

Em_{Inst} représente les émissions (directes) de l'installation exprimées en tonnes équivalent CO_2 ;

$Em_{calc,i}$ représente les émissions provenant du flux i déterminées en utilisant une méthode fondée sur le calcul exprimées en tonnes équivalent CO_2 ;

$Em_{meas,j}$ représente les émissions provenant de la source d'émissions j déterminées en utilisant une méthode fondée sur la mesure et exprimées en tonnes équivalent CO_2 ; et

$Em_{other,k}$ représente les émissions déterminées par une autre méthode, indice k exprimé en tonnes équivalent CO_2 .

Pour la définition des termes «flux» et «source d'émission», reportez-vous à la section 6.2.2.1. Pour les «autres méthodes», reportez-vous à la section 6.5.3.

Pendant la période transitoire, **les émissions indirectes doivent également être déclarées pour tous les secteurs**. Cette section est structurée de la manière suivante:

- tout ce qui touche à la **méthode fondée sur le calcul** est résumé dans la section 6.5.1:
 - la section 6.5.1.1 est consacrée à la **méthode standard** (avec des sous-sections distinctes consacrées aux émissions de combustion et aux émissions de procédé);
 - la section 6.5.1.2 présente la **méthode du bilan massique**;
 - les règles de détermination des **données d'activité** s'appliquent aux deux méthodes (standard et bilan massique). Elles sont présentées dans la section 6.5.1.3;
 - de même, les exigences relatives aux **facteurs de calcul** s'appliquent aux deux méthodes. Les règles applicables (que ce soit pour sélectionner les **valeurs standard** appropriées, pour utiliser des corrélations ou pour recourir à des **analyses de laboratoire** et à l'échantillonnage qui s'y rapporte) sont présentées dans la section 6.5.1.4;
- la section 6.5.2 est consacrée à la **méthode fondée sur la mesure** (à l'aide de systèmes de mesure continue des émissions). Cette méthode est particulièrement pertinente pour surveiller les émissions de **protoxyde d'azote (N₂O)** dans le secteur des engrais;
- la section 6.5.3 porte sur la possibilité d'utiliser des «**méthodes de pays tiers**», autrement dit des méthodes de surveillance autres que celles présentées dans le règlement d'exécution;
- la section 6.5.4 contient des informations sur les règles à respecter pour pouvoir considérer que les émissions de CO₂ provenant de la **biomasse** sont égales à zéro dans certaines conditions. Ces règles s'appliquent à toutes les méthodes (fondée sur le calcul, fondée sur la mesure et méthodes de pays tiers);
- la section 6.5.5 aborde succinctement la question des émissions de **PFC (hydrocarbures perfluorés)**;
- enfin, la section 6.5.6 décrit les règles relatives aux **transferts de CO₂** entre les installations.

La section 6.6 s'intéresse ensuite à la détermination des émissions indirectes d'une installation. La section 6.7 et les suivantes décrivent les règles à suivre pour répartir («attribuer») les émissions indirectes et directes de l'installation entre les processus de production. Un tout autre type de données à déclarer est le prix effectif du carbone dû. L'exploitant doit néanmoins y prêter attention et l'inclure dans la méthode de surveillance. La section 6.10 lui est donc consacrée. Enfin, la section 6.11 présente le modèle à utiliser pour communiquer les données surveillées aux importateurs de l'UE qui doivent préparer les rapports MACF trimestriels.

6.5.1 Méthode fondée sur le calcul

6.5.1.1 Méthode standard

La méthode standard est une méthode simple qui s'applique lorsqu'un combustible ou une matière est directement associé aux émissions. Elle consiste à calculer les émissions à l'aide des **données d'activité** (la quantité de combustible ou de matière entrante consommée, par exemple), multipliées par un **facteur d'émission**; deux autres facteurs peuvent être utilisés pour corriger le résultat en cas de réaction chimique incomplète, sur la base d'analyses de laboratoire: le **facteur d'oxydation**, pour les émissions de combustion, et le **facteur de conversion**, pour les émissions de procédé.

Exigences clés de la méthode standard:

- **émissions de combustion** – exigences minimales: 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;
- **émissions de procédé** – exigences minimales: 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.



Les formules et les paramètres de la méthode standard permettant de calculer les émissions de combustion et les émissions de procédé sont présentés à l'annexe III, section B.3.1, du règlement d'exécution, et décrits plus longuement ci-dessous.

Émissions de combustion⁷⁸

Les émissions de combustion se calculent comme suit:

$$Em = AD \cdot EF \cdot OF \quad (\text{Équation 5})$$

où:

Em ... représente les émissions [t CO₂];

AD ... représente les données d'activité [TJ], calculées comme $AD = FQ \cdot NCV$ (Équation 6)

EF ... représente le facteur d'émission [t CO₂/TJ, t CO₂/t ou t CO₂/Nm³];

OF... représente le facteur d'oxydation (adimensionnel), calculé comme $OF = 1 - \frac{C_{ash}}{C_{total}}$ (Équation 7)

et

FQ ... représente la quantité du combustible [t ou m³];

NCV ... représente le pouvoir calorifique inférieur (PCI) [TJ/t ou TJ/m³];

C_{ash} ... représente le carbone contenu dans la cendre et dans les poussières issues de l'épuration des gaz de combustion (suie);

⁷⁸ Dans le règlement d'exécution, les «émissions de combustion» sont définies comme «les émissions de gaz à effet de serre survenant lors de la réaction exothermique d'un combustible avec l'oxygène».

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

Pour les solides et les liquides, on emploie généralement des facteurs dont l'unité est la tonne. Pour les combustibles gazeux, l'unité est généralement le Nm^3 . Dans la pratique, pour obtenir des résultats d'une même grandeur, les valeurs sont généralement indiquées en $[1000 \text{ Nm}^3]$.

Le **facteur d'oxydation** pour les émissions de combustion est généralement déterminé au moyen d'analyses de laboratoire. Les deux variables C , ci-dessus, sont exprimées en [tonnes C], soit la quantité de matière ou de combustible multipliée par la concentration de carbone qu'il/elle contient. De ce fait, il y a lieu de déterminer non seulement la teneur en carbone de la cendre au moyen d'une analyse, mais également la quantité de cendre pour la période pour laquelle le facteur d'oxydation est calculé.

Afin de réduire les efforts en matière de surveillance, en tant qu'exploitant, vous pouvez toujours utiliser l'hypothèse prudente selon laquelle **OF = 1**.

Simplified!

Pour les émissions de combustion, le facteur d'émission est généralement exprimé par rapport à la valeur énergétique (PCI) du combustible plutôt que par rapport à sa masse ou son volume:

- si le facteur d'émission d'un combustible doit être calculé à partir des analyses de la teneur en carbone et du PCI, l'équation suivante est utilisée: $EF_i = CC_i \cdot \frac{f}{NCV_i}$ (Équation 8)
- si le facteur d'émission d'une matière ou d'un combustible exprimé en $\text{t CO}_2/\text{t}$ doit être calculé à partir d'une teneur en carbone analysée, l'équation 9 suivante est utilisée: $EF_i = CC_i \cdot f$ où f représente le ratio des masses molaires de CO_2 et de C: $f = 3,664 \text{ t CO}_2/\text{t C}$

La méthode décrite ici peut être modifiée comme suit, si vous êtes en possession d'éléments qui prouvent qu'un degré de précision plus élevé peut être atteint:

- les données d'activité sont exprimées en quantité de combustibles (à savoir en t ou en m^3), plutôt qu'en utilisant l'équation ci-dessus;
- l'EF est exprimé en $\text{t CO}_2/\text{t}$ de combustibles ou en $\text{t CO}_2/\text{m}^3$ de combustibles, selon qu'il convient; et
- le NCV (PCI) peut être omis du calcul si l'EF est exprimé en $\text{t CO}_2/\text{t}$ de combustibles. Toutefois, il est recommandé de déclarer le PCI pour permettre les contrôles de cohérence et la surveillance de l'efficacité énergétique du **processus de production global**.



Lorsque de la **biomasse** est utilisée comme combustible de combustion et qu'elle remplit les critères en matière de durabilité et de réduction des émissions de GES prévus dans la directive sur les énergies renouvelables (RED II)⁷⁹, les émissions peuvent être égales à zéro. Ce principe ne s'applique qu'à des fins de comptabilisation; physiquement, l'installation émet toujours du CO_2 . La section 6.5.4 contient des informations sur les critères prévus dans la directive RED II.

⁷⁹ Directive (UE) 2018/2001 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (refonte). Voir: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2018/2001/2022-06-07?locale=fr>

Lorsque des combustibles mixtes (à savoir les combustibles contenant à la fois des composants fossiles et de la biomasse) sont utilisés, le facteur d'émission doit être déterminé à partir du facteur d'émission préliminaire et de la fraction issue de la biomasse du combustible conformément à l'équation suivante:

$$EF = EF_{pre} \cdot (1 - BF) \quad (\text{Équation 10})$$

où:

EF ... représente le facteur d'émission;

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

BF ... représente la fraction de la biomasse (adimensionnelle).

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

Émissions de procédé⁸⁰

Les émissions de procédé se calculent comme suit:

$$Em = AD \cdot EF \cdot CF \quad (\text{Équation 11})$$

où:

Em ... représente les émissions [t CO₂];

AD ... représente les données d'activité [t de matière];

EF ... représente le facteur d'émission [t CO₂/t];

CF ... représente le facteur de conversion (adimensionnel).

Vous pouvez utiliser l'hypothèse prudente selon laquelle **CF = 1** afin de réduire les efforts en matière de surveillance.

Simplified!

Dans cette équation, les données d'activité peuvent désigner une matière entrante ou une matière produite par le processus. Deux méthodes sont donc possibles pour calculer les émissions de procédé: la méthode A (sur la base des matières entrantes) et la méthode B (sur la base des matières produites).

Si les deux méthodes sont équivalentes, la méthode B (sur la base des matières produites) **ne peut être utilisée que lorsque les émissions de procédé de CO₂ proviennent des**

⁸⁰ Dans le règlement d'exécution, les «émissions de procédé» sont définies comme *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.

carbonates. Pour les émissions de procédé de CO₂ autres que celles provenant des carbonates, seule la méthode A est appliquée. La **désulfuration des effluents gazeux** donne lieu à d'importantes émissions de procédé résultant de carbonates, lesquelles doivent être prises en compte dans le calcul des émissions se rapportant aux unités de production de chaleur, d'électricité et de cogénération (voir les sections 6.7.2 à 6.7.4)⁸¹.

Émissions de procédé résultant des carbonates

Deux méthodes sont possibles pour calculer les émissions de procédé résultant de la décomposition thermique des matières (inorganiques) contenant des carbonates:

- **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 (carbonates) utilisées pour alimenter le processus, et les facteurs d'émission standard des carbonates fournis au tableau 3 de l'annexe VIII, section 2, du règlement d'exécution, doivent être utilisés (en tenant compte de la composition de la matière);
- **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 (oxydes métalloïdes) produites par le processus, et les facteurs d'émission standard des oxydes métalloïdes indiqués dans le tableau 4 de l'annexe VIII, section 2, du règlement d'exécution, doivent être utilisés (en tenant compte de la composition de la matière).

Les facteurs standard en question sont également indiqués à l'**Annex D** du présent document.

Pour choisir la méthode, il convient de privilégier la méthode permettant d'obtenir les résultats les plus précis **pour chaque flux**, en tenant compte des systèmes de mesure disponibles pour les données d'activité, et d'éviter les coûts excessifs.

Émissions de procédé résultant des matières mixtes

Dans le cas de matières entrantes mixtes, qui contiennent à la fois des formes inorganiques et organiques de carbone, vous pouvez décider:

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

La méthode A est appliquée dans un cas comme dans l'autre. Pour la fraction de la biomasse des matières mixtes, le facteur d'émission peut être égal à zéro, pour autant que la fonction première de la matière ne soit pas la production d'énergie (autrement dit, il convient de préciser qu'elle respecte en tous points la définition des «émissions de procédé»⁸⁰). Si la fonction première est la production de chaleur, les critères de la directive RED II doivent être remplis pour pouvoir attribuer la valeur zéro aux émissions, ainsi qu'il est expliqué à la section 6.5.4 sur les règles relatives à la biomasse.

⁸¹ L'épuration des gaz de combustion donne lieu à un deuxième type d'émissions de procédé, lorsque de l'urée est utilisée pour éliminer le NO_x.

6.5.1.2 Méthode du bilan massique

Comme la méthode standard, la méthode du bilan massique est une méthode fondée sur le calcul pour déterminer les émissions d'une installation. Elle est utilisée dans les installations complexes, par exemple dans les aciéries intégrées, où il est parfois difficile de relier les émissions directement aux différentes matières entrantes, parce que les produits (et les déchets) contiennent du carbone en grande quantité.

La méthode du bilan massique permet de connaître la quantité, en tout ou partie, de carbone consommée ou produite dans l'installation. 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 processus. 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.

La formule et les paramètres de la méthode du bilan massique sont indiqués dans l'annexe III, section B.3.2, du règlement d'exécution.

- Exigences clés de la méthode du 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.



Lorsque vous établissez une méthode de surveillance fondée sur le bilan massique, gardez à l'esprit que:

- les émissions de monoxyde de carbone (CO) dans l'atmosphère ne comptent pas comme un flux sortant dans le bilan massique, mais sont considérées comme la quantité molaire équivalente de CO₂. Il suffit pour cela de ne pas inclure le CO dans les matières sortantes;
- il est important de respecter le principe d'exhaustivité des données de surveillance, c'est-à-dire que vous devez tenir compte de toutes les matières entrantes et de tous les combustibles, si vous ne les surveillez pas avec une méthode autre que le bilan massique.

Le bilan massique est obtenu en calculant les émissions correspondant à chaque flux, comme suit: $Em_k = f \cdot AD_k \cdot CC_k$ (Équation 12)

où:

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

f représente le ratio des masses molaires de CO₂ et de C: $f = 3,664$ t CO₂/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: $CC_k = EF_k \cdot NCV_k / f$ (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: $CC_k = EF_k / f$ (Équation 14)

Traitement de la biomasse dans les bilans massiques

Les émissions provenant de la biomasse peuvent être égales à zéro si la biomasse remplit les critères de la directive RED II (voir 6.5.4). Étant donné que ces critères ne s'appliquent qu'à l'utilisation énergétique de la biomasse, il convient de déterminer si ces flux sont principalement destinés à des usages énergétiques. La destination première du charbon utilisé en tant qu'agent réducteur dans un haut-fourneau, par exemple, est non énergétique.

Pour les combustibles mixtes ou les matières contenant de la biomasse qui sont inclus en tant que matières entrantes dans un bilan massique, la teneur en carbone préliminaire doit être ajustée pour la fraction fossile uniquement. Lorsque la fraction issue de la biomasse n'est pas connue, il convient de considérer qu'aucune biomasse n'a été utilisée:

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

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 (adimensionnelle) du combustible k .

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 fraction de la biomasse dans le total du carbone sortant n'excède pas la fraction totale de la biomasse contenue dans les matières entrantes et les combustibles, sauf lorsque l'exploitant fournit des éléments qui prouvent la présence d'une fraction de la biomasse plus élevée dans les matières sortantes par une méthode de «traçage de l'atome» (stœchiométrique) ou par des analyses du C14.

6.5.1.3 Règles relatives aux données d'activité

L'annexe III, section B.4, du règlement d'exécution énonce les exigences applicables pour déterminer les données d'activité. Il existe deux méthodes génériques:

- le **mesurage en continu** au niveau du processus qui consomme ou produit la matière;
- le **mesurage par lot**: les quantités livrées ou produites séparément (par lot) sont additionnées au cours de l'année de déclaration, compte tenu des variations des stocks. À cette fin, la formule suivante s'applique:

- $Cons = I - E + S_{start} - S_{end}$

- $Prod = E - I - S_{start} + S_{end}$

où $Cons$ représente la quantité de combustible ou de matière consommée au cours de la période de déclaration, I représente la quantité de combustible ou de matière «importée»⁸² dans l'installation au cours de la période de déclaration, E représente la quantité de

⁸² Les «importations» dans l'installation désignent les achats ainsi que les quantités reçues en dehors de toute transaction commerciale, par exemple les matières expédiées depuis les propres sites d'extraction de l'exploitant.

combustible ou de matière «exportée»⁸³ depuis l'installation au cours de la période de déclaration, S_{start} représente le stock au début de la période de déclaration et S_{end} représente le stock à la fin de la période de déclaration.

Si vous estimez, en tant qu'exploitant, qu'il serait excessivement coûteux (voir section 6.4.5) de déterminer les quantités en stock par une mesure directe, ces quantités peuvent être estimées soit se fondant sur les données des années précédentes, corrélées avec les niveaux d'activité appropriés pour la période de déclaration, soit 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. En outre, si l'utilisation de la date exacte à la fin de la période de déclaration entraîne des coûts excessifs, le jour le plus approprié suivant peut être choisi pour séparer une période de déclaration de la période de déclaration suivante. Les écarts éventuels concernant chaque produit, matière ou combustible doivent être 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.

En vertu du règlement d'exécution, il est préférable que vous utilisiez des systèmes de mesure placés sous votre propre contrôle (exploitant). Néanmoins, si vous ne disposez pas des instruments de mesure appropriés au sein de votre installation, il est permis d'utiliser d'autres instruments afin de limiter les coûts de la surveillance, en particulier des instruments appartenant au fournisseur de combustibles ou de matières, lorsqu'il s'agit d'une transaction commerciale, ce qui nécessite des instruments d'une qualité qui garantisse la confiance mutuelle (on parle souvent d'instruments soumis à un «contrôle métrologique légal»). L'utilisation de ces instruments non placés sous le contrôle de l'exploitant est d'ailleurs recommandée s'ils permettent d'obtenir des résultats plus précis que les propres instruments de l'exploitant ou s'il existe d'autres raisons qui réduisent le risque d'erreurs dans le flux de données (voir section 6.4.6 sur les mesures de contrôle).

Si vous avez recours, en tant qu'exploitant, à un système de mesure non placé sous votre contrôle, utilisez si possible les valeurs directement fournies par ce système de mesure ou, à défaut, les quantités figurant sur les factures émises par le partenaire commercial.

Exigences relatives aux systèmes de mesure

La clé pour juger de la qualité d'un instrument de mesure tient à l'«incertitude» associée aux valeurs obtenues grâce à cet instrument. En tant qu'exploitant, vous devez parfaitement comprendre cette notion pour sélectionner la «meilleure» source de données. Voir également, à cet égard, la section 6.4.4 (Choosing best available data sources). Le règlement d'exécution donne plusieurs orientations: pour les plus grosses émissions (flux qui génèrent des émissions supérieures à 500 000 t CO₂ par an), l'incertitude au cours de la totalité de la période de déclaration est de 1,5 % ou mieux, tandis que pour les sources les plus modestes, une incertitude inférieure à 7,5 % est acceptable. Il est entendu que ces valeurs s'appliquent si elles n'entraînent pas de coûts excessifs.

Si vous devez remplacer un instrument de mesure en raison d'un dysfonctionnement ou parce que l'étalonnage démontre que l'incertitude recherchée n'est plus respectée, remplacez-le par un instrument qui garantit un niveau d'incertitude identique ou meilleur

⁸³ Les «exportations» depuis l'installation désignent les ventes ainsi que les quantités transférées hors de l'installation à d'autres fins, par exemple les matières envoyées vers une usine externe de traitement des déchets ou de recyclage de la ferraille.

par rapport à l'instrument existant (autrement dit, efforcez-vous en toutes circonstances d'améliorer la méthode de surveillance, mais maintenez au moins le niveau existant).

6.5.1.4 Règles relatives aux facteurs de calcul

Les facteurs de calcul désignent toutes les variables utilisées dans les méthodes fondées sur le calcul, à l'exception des données d'activité. Cette section contient les règles relatives au facteur d'émission (EF), au pouvoir calorifique inférieur (NCV), au facteur d'oxydation (OF), au facteur de conversion (CF), à la teneur en carbone (CC) et à la fraction issue de la biomasse (BF) utilisés dans les formules indiquées à la section 6.5.1.1 (méthode standard) et à la section 6.5.1.2 (bilan massique).

En principe, les facteurs de calcul correspondent aux *informations qualitatives* sur les flux, qui peuvent être déterminées par des analyses de laboratoire. Toutefois, étant donné que ces dernières demandent des efforts importants et des compétences particulières, les facteurs de calcul sont souvent des valeurs fixes dans la méthode de surveillance. Cela se justifie par le fait qu'en moyenne, sur l'ensemble d'un système de déclaration des GES, ils fournissent des données suffisamment représentatives.

Les facteurs de calcul doivent être déterminés en se référant à l'état du combustible ou de la matière qui est utilisé pour les données d'activité correspondantes. Par exemple, si les données d'activité se rapportent au charbon pesé tel qu'il est prélevé dans la pile, qui peut contenir une humidité importante due à la pluie ou à la prévention des poussières, il faut alors déterminer le PCI et la teneur en carbone avec le même niveau d'humidité. Si les analyses de laboratoire sont effectuées sur des matières sèches, il y a lieu d'ajuster les données d'activité pour tenir compte de l'humidité, et vice versa.

Le règlement d'exécution autorise les méthodes suivantes pour déterminer les facteurs de calcul (avec une qualité croissante des données, c'est-à-dire que les premières sont réservées aux flux relativement mineurs, tandis que les meilleures analyses sont recommandées pour les émissions les plus importantes):

1. **les valeurs fixes** («valeurs standard de type I»);
2. les valeurs fixes («valeurs standard de type II»);
3. l'établissement de **corrélations** pour déterminer les variables représentatives;
4. les analyses de laboratoire 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;
5. les analyses de laboratoire réalisées dans des laboratoires non accrédités, ou dans des laboratoires accrédités selon des méthodes d'échantillonnage simplifiées; et
6. les analyses de laboratoire réalisées dans des laboratoires accrédités, sur la base des meilleures pratiques en ce qui concerne l'échantillonnage.

Valeurs fixes

En tant qu'exploitant, vous pouvez choisir parmi un ensemble relativement large d'options pour trouver la valeur la plus appropriée pour chacun des facteurs de calcul de chaque flux

que vous devez surveiller. Dans le but d'assurer la cohérence au fil du temps et d'empêcher tout changement arbitraire dans les données, fixez par écrit les valeurs que vous utilisez dans la documentation relative à la méthode de surveillance. Dans certains cas (les inventaires nationaux de GES entrepris dans le pays où est située l'installation, par exemple), il arrive que ces valeurs changent au fil du temps. Si cela se produit, mettez en place une procédure – et consignez-la par écrit – qui permette la mise à jour régulière des valeurs (dans l'exemple donné, la procédure consisterait, par exemple, à nommer une personne chargée, une fois par an avant de rassembler toutes les données relatives aux émissions, de consulter le dernier inventaire national de GES et de déterminer sur cette base les facteurs requis).

Sont considérés comme des «valeurs standard de type I»:

- les facteurs standard fournis à l'annexe VIII du règlement d'exécution (joint à l'Annex D du présent document);
- les facteurs standard contenus dans les dernières lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de GES⁸⁴;
- 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.

Sont considérés comme des «valeurs standard de type II» (jugées plus exactes que les valeurs «de type I»):

- 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 précédent⁸⁵;
- 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 %⁸⁶;
- les valeurs stœchiométriques pour la teneur en carbone et les valeurs liées admises dans la littérature pour le pouvoir calorifique inférieur (PCI) d'une substance pure;

⁸⁴ 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. Remarque: les valeurs inscrites à l'annexe VIII du règlement d'exécution sont également tirées de cette source, mais les lignes directrices contiennent plus de données.

⁸⁵ Par exemple, l'inventaire national de GES ne peut utiliser qu'un seul facteur d'émission pour le charbon dans le pays, alors qu'un institut de recherche peut avoir publié différents facteurs représentatifs pour différentes mines ou différents bassins miniers. Si vous connaissez l'origine de votre charbon, il sera plus approprié d'utiliser ces facteurs.

⁸⁶ Si ce niveau de variation n'est pas respecté, la valeur doit être considérée comme une valeur «de type I».

- 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.

Établissement de corrélations pour déterminer les variables représentatives

Vous pouvez déterminer une variable représentative pour la teneur en carbone ou le facteur d'émission à partir des paramètres suivants:

- 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 condition pour pouvoir établir une telle corrélation est que vous puissiez établir une corrélation empirique au moins une fois par an au moyen d'analyses de laboratoire qui répondent aux exigences énoncées plus loin. La différence par rapport à la détermination des facteurs de calcul par recours direct aux analyses tient au fait que vous ne devez effectuer ces analyses qu'une fois par an pour établir les corrélations, et non pour chaque lot de matières. Cela réduit le coût global de la surveillance.

Exigences relatives aux analyses de laboratoire

Cette section porte sur tous les types d'analyses de laboratoire auxquelles il faut recourir pour déterminer les propriétés des matières et pour établir des corrélations (voir section précédente). À noter que ne sont pas uniquement concernés les flux et les méthodes fondées sur le calcul, mais également les marchandises produites⁸⁷ et tous les instruments de mesure utilisés dans les méthodes fondées sur la mesure.

Pour chaque lot de matières ou de combustibles soumis à des analyses, il faut prélever un échantillon représentatif. Les résultats des analyses peuvent être exploités uniquement dans les calculs qui se rapportent au lot sur lequel un échantillon a été prélevé.

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 (européennes) ou sur les normes ou exigences nationales pertinentes inscrites dans un système éligible de surveillance, de déclaration et de vérification (voir section 6.5.3). 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.

Fréquence des analyses

Le nombre d'analyses à effectuer chaque année par combustible ou par matière influence considérablement le coût global de la surveillance. Il est donc souhaitable de ne pas en effectuer trop. Cela étant, des matières très hétérogènes nécessitent plus d'analyses. Nous

⁸⁷ Voir, à la section 7, les sections applicables à chaque secteur pour connaître les paramètres supplémentaires qui doivent être déclarés en plus des émissions intrinsèques.

présentons ici les fréquences requises ou recommandées. Veillez à ne pas confondre avec la fréquence de prélèvement des échantillons, qui sera abordée plus loin.

La section B.5.4.2 du règlement d'exécution contient un tableau avec les fréquences minimales des analyses pour différents types de matières. Ces fréquences s'appuient sur l'expérience acquise dans le cadre du SEQE de l'UE pour déterminer des ordres de grandeur utiles. Vous pouvez, en tant qu'exploitant, vous écarter de ce tableau aux conditions suivantes:

- si votre installation applique un «système éligible de surveillance, de déclaration et de vérification» (voir section 6.5.3), vous pouvez garder la fréquence d'analyse applicable dans ce système pour le même type de matière ou de combustible;
- dans le cas où la fréquence minimale indiquée entraînerait des coûts excessifs;
- si le combustible ou la matière est suffisamment homogène (données issues des dernières périodes de déclaration à l'appui), vous pouvez réduire la fréquence des analyses. C'est le cas lorsque la variation des valeurs d'analyse obtenues pour les différents combustibles ou matières n'excède pas un tiers de l'incertitude que vous appliquez lors de la détermination des données d'activité des combustibles ou matières correspondants.

Si le tableau ne donne aucune fréquence minimale applicable, la meilleure solution consiste à appliquer cette règle du tiers, ce qui revient à fixer une fréquence d'analyse qui permet d'atteindre ce tiers d'incertitude pour toute la période de déclaration.

Tableau 6-2: fréquences minimales des analyses conformément au règlement d'exécution

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

Combustible/matière	Fréquence minimale des analyses
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.

Remarque concernant le nombre de «fois par an» dans le Table 6-2 ci-dessus: 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 visée au dernier point de l'alinéa précédent.

«Fréquence de l'échantillonnage» ou «fréquence des analyses»?⁸⁸

Dans le règlement d'exécution (annexe III, section B.5.4.2), il est question de la «fréquence des analyses». En fonction de sa situation, l'exploitant peut inscrire dans la documentation relative à la méthode de surveillance, par exemple, que la fréquence minimale des analyses du facteur d'émission d'un flux donné est quatre fois par an.

La «fréquence d'analyses» ne doit pas être confondue avec la «fréquence de l'échantillonnage», qui désigne la fréquence de prélèvement d'échantillons sur un lot ou une livraison d'un combustible ou d'une matière. En général, pour obtenir des résultats représentatifs, il faut prélever beaucoup plus que quatre échantillons par an.

Exemple: une centrale au charbon brûle 500 000 tonnes de charbon par an. Conformément au Table 6-2, l'exploitant est tenu de procéder à des analyses au moins toutes les 20 000 tonnes, ce qui donne au minimum 25 échantillons de laboratoire différents analysés chaque année. L'objectif principal du plan d'échantillonnage, qui fixe également la fréquence d'échantillonnage, consiste à préparer (au moins) 25 échantillons de laboratoire qui soient représentatifs de chaque lot de 20 000 tonnes. Pour que les échantillons soient représentatifs, il sera nécessaire de prélever plus d'un échantillon par lot de 20 000 tonnes.

Échantillonnage

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

⁸⁸ Le texte est inspiré du document d'orientation n° 5 sur la surveillance et la déclaration dans le SEQUE de l'UE («Échantillonnage et analyses»), https://climate.ec.europa.eu/system/files/2021-10/policy_ets_monitoring_gd5_sampling_analysis_en.pdf

phases ou la distribution locale des tailles des particules, la stabilité des échantillons. La méthode d'échantillonnage est inscrite dans la documentation relative à la méthode 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. Le document d'orientation n° 5 de la Commission sur le SEQE de l'UE (voir note de bas de page 88) contient de plus amples informations sur les plans d'échantillonnage (mais dans le cadre du SEQE de l'UE et non du MACF).

Recommandations pour les laboratoires

Les laboratoires auxquels il est fait appel pour réaliser les analyses en vue de la détermination des facteurs de calcul sont accrédités conformément à la norme ISO/IEC 17025 pour les méthodes d'analyse en question. Il ne peut être fait appel à des laboratoires non accrédités en vue de la détermination des facteurs de calcul que 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 (voir section 6.4.5), 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 indépendant de l'exploitant sur le plan économique, ou au minimum protégé de toute influence des cadres dirigeants de l'installation sur le plan organisationnel;
- il applique les normes applicables pour les analyses demandées;
- il emploie du personnel compétent pour les tâches spécifiques à accomplir;
- 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; et
- 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.

Détermination de la fraction issue de la biomasse

Pour déterminer la fraction issue de la biomasse, il y a lieu de tenir compte de quelques règles supplémentaires:

- il ne faut déterminer la fraction issue de la biomasse que pour les matières mixtes qui contiennent de la biomasse et des fractions fossiles. Pour les combustibles fossiles purs, la fraction issue de la biomasse est égale à zéro. Pour la biomasse pure, elle est égale à 1 (100 %);

- s'il est difficile d'analyser la fraction issue de la biomasse ou si vous ne voulez pas, en tant qu'exploitant, attribuer la valeur zéro (parce que la fraction issue de la biomasse est de toute façon minimale, par exemple), vous pouvez appliquer la méthode prudente et considérer que toute la matière est fossile;
- seule la biomasse qui respecte les critères de la directive RED II (voir section 6.5.4) peut être considérée comme une «fraction issue de la biomasse». Toute autre biomasse résiduelle est considérée comme une partie de la fraction fossile.

Orientations supplémentaires:

- si vous voulez déterminer la fraction issue de la biomasse au moyen d'analyses de laboratoire, il convient d'utiliser la norme ISO 21644:2021 (Combustibles solides de récupération – Méthode de détermination de la teneur en biomasse) ou EN 15440 (Combustibles solides de récupération – Méthode de détermination de la teneur en biomasse). Ces normes proposent trois méthodes (la dissolution sélective; le tri manuel; la méthode basée sur la teneur en 14C), dont chacune présente des avantages et des inconvénients. La méthode doit donc être choisie avec soin en fonction de la destination particulière du flux en question, et compte tenu des limites de chaque méthode décrites dans la norme;
- les installations industrielles utilisent souvent les déchets issus de processus de production donnés au sein de leurs propres installations ou d'installations voisines, de sorte que la composition des déchets est souvent connue. Il est dès lors acceptable de déterminer la fraction issue de la biomasse en réalisant une sorte de bilan massique du processus qui produit les déchets, lorsque c'est possible. Par exemple, si des déchets d'un producteur de panneaux de particules en bois sont brûlés, il doit être possible de déterminer la fraction issue de la biomasse (bois) et la fraction fossile (résine) à partir de la «composition» des panneaux.

6.5.2 Méthode fondée sur la mesure – systèmes de mesure continue des émissions (SMCE)

Contrairement aux méthodes fondées sur le calcul, il est possible de mesurer les gaz à effet de serre présents dans les gaz émis par l'installation au niveau de la cheminée. Dans les installations équipées de plusieurs points d'émission (cheminées), l'exercice est ardu, voire impossible si les émissions fugitives doivent être comptabilisées. Les méthodes fondées sur la mesure présentent toutefois un gros avantage: elles ne dépendent pas du nombre de matières et de combustibles différents utilisés (lorsque de nombreux types de déchets différents sont brûlés, par exemple).

L'application d'un système de mesure continue des émissions (SMCE) se déroule toujours en deux temps:

- la mesure de la concentration en GES; et
- la mesure du débit volumique du courant gazeux là où a lieu la mesure.

Le règlement d'exécution impose l'utilisation de la méthode fondée sur la mesure pour la surveillance des émissions de N₂O, lorsque celles-ci sont définies comme des émissions

de gaz à effet de serre pertinentes pour la marchandise couverte par le MACF (à savoir dans la production d'acide nitrique et d'engrais).

L'annexe III, section B.6, du règlement d'exécution contient de plus amples informations. Les exigences principales sont résumées ici.

Calculer les émissions d'une période de déclaration (émissions annuelles)

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

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/Nm^3 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 Nm^3 pendant l'heure i , déterminé en intégrant le débit au cours de l'heure, et $HoursOp$ représente le nombre total d'heures pour lequel la méthode fondée sur la mesure est appliquée, y compris les heures pour lesquelles des données ont été substituées conformément à la section B.6.2.6 de l'annexe. L'indice i fait référence à l'heure d'exploitation considérée.

Les valeurs horaires sont des moyennes de toutes les mesures prises au cours de l'heure. À noter que d'autres périodes de référence peuvent être utilisées à la place de l'heure complète (des demi-heures, par exemple), si cela convient mieux à la configuration de l'instrument de mesure ou par rapport aux exigences relatives aux mesures prises à d'autres fins au sein de l'installation.

Émissions de CO₂ provenant de la biomasse

Le cas échéant, toute quantité de CO₂ issu de la biomasse conforme aux critères de la directive RED II (voir section 6.5.4) peut être déduite des émissions totales mesurées de CO₂. À cette fin, l'une des méthodes suivantes doit être utilisée pour déterminer la quantité d'émissions de CO₂ provenant de la biomasse:

1. une méthode fondée sur le calcul, qui détermine les fractions issues de la biomasse pour tous les flux utilisés séparément;
2. des méthodes 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 radiocarbonate];
3. la «méthode des bilans» fondée sur 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);
4. d'autres méthodes fondées sur des normes internationales;
5. d'autres méthodes autorisées par un système éligible de surveillance, de déclaration et de vérification (voir section 6.5.3).

Détermination du débit des effluents gazeux

Il est difficile de déterminer le débit des effluents gazeux, car les points de mesure doivent être choisis de manière à être représentatifs de l'ensemble de la section de la cheminée (voir également la section «Exigences en matière de qualité» ci-dessous). Dès lors, à titre subsidiaire, le débit peut être calculé à l'aide d'un bilan massique approprié. Cette méthode doit tenir compte, pour les émissions de CO₂: de tous les paramètres importants à l'entrée, notamment au moins des charges de matières entrantes, du débit d'air entrant et du rendement du procédé, ainsi que des paramètres à la sortie, 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).

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, le calcul suivant est utilisé:

$$C_{subst}^* = \bar{C} + 2 \sigma_c$$

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 au moins 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.

Exigences en matière de qualité

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

- 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;
- ISO 14385-1:2014 Émissions de sources fixes – Gaz à effet de serre – Partie 1: Étalonnage des systèmes de mesurage automatiques;

- ISO 14385-2:2014 Émissions de sources fixes – Gaz à effet de serre – Partie 2: Étalonnage des systèmes de mesurage automatiques;
- 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. Pour les exigences relatives aux compétences des laboratoires, voir la section 6.5.1.4.

Autres exigences

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 relatives aux méthodes fondées sur le calcul peuvent être simplifiées selon qu'il convient.

Pour mesurer du CO₂, toutes les quantités de monoxyde de carbone (CO) émis sont considérées comme la quantité molaire équivalente de CO₂.

6.5.3 Méthodes suivies dans les pays tiers

Dans le règlement d'exécution, un «système éligible de surveillance, de déclaration et de vérification» est défini comme suit:

les systèmes de surveillance, de déclaration et de vérification à l'endroit où l'installation est établie aux fins d'un régime de tarification du carbone, ou les régimes obligatoires de surveillance des émissions, ou un régime de surveillance des émissions au sein de l'installation qui peut comprendre la vérification par un vérificateur accrédité, conformément à l'article 4, paragraphe 2, du présent règlement.

En vertu de l'article 4, paragraphe 2, en question, l'utilisation des méthodes de surveillance d'un système éligible de surveillance, de déclaration et de vérification est autorisée **jusqu'au 31 décembre 2024 si elles permettent d'obtenir une couverture et une précision des données d'émission comparables** à celles des méthodes énoncées à l'annexe III du règlement d'exécution (les méthodes fondées sur le calcul et fondées sur la mesure sont présentées aux sections 6.5.1 et 6.5.2).

En pratique, pour l'exploitant d'une installation produisant des marchandises destinées à être importées dans l'UE et qui relèvent du champ d'application du MACF, cela signifie que:

- vous devez mettre au point votre méthode de surveillance le plus tôt possible. Fin janvier 2024, les importateurs vous demanderont pour la première fois les

données relatives à vos émissions afin d'établir leur premier rapport, couvrant les émissions intrinsèques des marchandises importées entre octobre et décembre 2023;

- si votre installation dépend déjà d'un «système éligible de surveillance, de déclaration et de vérification», vous ne partez pas de rien et vous pourrez utiliser les données (une partie au moins) de ce système pendant la période transitoire jusqu'à la fin de 2024.

Comment savoir si votre installation dépend d'un système éligible de surveillance, de déclaration et de vérification dont vous pourriez reproduire les méthodes dans les premiers temps du MACF? C'est le cas si vous vous trouvez dans l'une des situations suivantes:

- l'installation participe à un «système de tarification du carbone», à savoir soit un système d'échange de quotas d'émission (SEQE), soit un impôt, une taxe ou une redevance sur le carbone. Pour être éligible, il est important que ce régime soit obligatoire et soumis à une législation, autrement dit à des règles de surveillance des émissions de GES;
- l'installation participe à un système obligatoire de déclaration des GES, en vertu duquel seules la surveillance et la déclaration (et, parfois, la vérification) sont obligatoires, mais sans aucune tarification du carbone;
- l'installation participe à un système de surveillance des émissions dans l'installation (non obligatoire), pouvant comporter une vérification par un vérificateur accrédité; pour être éligible, il faut ici aussi que le système soit soumis à un ensemble précis de règles de surveillance édictées par un organe de gouvernance reconnu. Certains projets de réduction des GES, tels que ceux relevant du MDP (le mécanisme pour un développement propre des Nations unies), peuvent remplir ces conditions.

En tout état de cause, avant de commencer à appliquer les règles de ces systèmes de surveillance, de déclaration et de vérification, vérifiez qu'elles permettent d'obtenir une couverture et une précision des données d'émission comparables.

6.5.4 Traitement des émissions issues de la biomasse

L'encadré ci-dessous indique les principales sections du règlement d'exécution qui sont applicables en matière de biomasse pendant la période transitoire du MACF.

Références dans le règlement d'exécution

Annexe III, section B (Surveillance des émissions directes), B.3.3 (Critères d'attribution de la valeur zéro aux émissions issues de la biomasse) et B.6.2.3 (Émissions de CO₂ provenant de la biomasse) [SMCE].

Annexe VIII (Facteurs standard utilisés dans la surveillance des émissions directes se rapportant à l'installation), tableau 2.

En vertu des règles relatives aux inventaires de GES établies par le GIEC et appliquées dans l'accord de Paris, les émissions de CO₂ issues de la biomasse sont comptabilisées à l'endroit où la biomasse est récoltée (lorsqu'une forêt est abattue, par exemple). Pour éviter une double comptabilisation, il paraît donc logique d'**attribuer à ces émissions une valeur zéro**, c'est-à-dire de considérer les émissions de CO₂ comme nulles, lorsque de la

biomasse est consommée en tant que combustible ou matière, et ce même si du CO₂ est physiquement émis dans l'atmosphère à cet endroit. Dans le cadre de la politique climatique de l'UE, il a été constaté que ce type de comptabilisation pouvait involontairement inciter à utiliser de la biomasse à l'excès, avec des effets néfastes sur l'environnement (sur la biodiversité et la qualité des sols, entre autres). Par conséquent, dans son instrument juridique visant à encourager l'utilisation des énergies renouvelables – la directive RED II (directive sur les énergies renouvelables, refonte⁸⁹) – l'UE a introduit une série de «**critères de durabilité et de réduction des GES**» (désignés comme les «**critères RED II**» dans le présent document) qui doivent être remplis pour pouvoir attribuer la valeur zéro aux émissions issues de la biomasse. En vertu des règles de surveillance du SEQE de l'UE, ces critères doivent être remplis pour pouvoir attribuer la valeur zéro aux émissions issues de la biomasse. À défaut, les émissions sont traitées comme si elles provenaient de sources fossiles. **En vertu du règlement d'exécution relatif au MACF, ces mêmes critères doivent être respectés** pour atteindre l'objectif qui consiste à appliquer le même prix du CO₂ aux marchandises produites en dehors de l'UE que le prix appliqué aux marchandises produites dans l'UE et dans le cadre du SEQE de l'UE.

L'application correcte des «critères RED II» étant relativement complexe, et nécessaire uniquement pour un nombre relativement limité d'installations, la présente section ne fera que survoler rapidement les points les plus utiles. L'**Annex C** du présent document donne des explications plus détaillées des critères RED II applicables.



Il vous est recommandé, en tant qu'exploitant, de prévoir une procédure écrite dans votre documentation relative à la méthode de surveillance pour attribuer chaque lot de biomasse utilisé dans l'installation soit à un flux de «biomasse conforme aux critères RED II» soit à un flux de «biomasse non conforme aux critères RED II», selon que les critères de durabilité ou de réduction des GES sont respectés ou non.

Remarque: les critères RED II ne s'appliquent qu'à la **biomasse utilisée comme un combustible** («usages énergétiques»). Lorsque la **biomasse est utilisée comme une matière entrante** (du charbon utilisé comme agent réducteur dans un haut-fourneau ou pour produire des électrodes, par exemple), les émissions issues de cette matière peuvent toujours se voir attribuer la valeur zéro sans appliquer les critères RED II.

Comment prouver que je respecte les critères RED II?

Les exploitants peuvent prouver qu'ils respectent les critères de durabilité et de réduction des GES (RED II) de deux manières:

- au moyen d'un **système de certification** qui fournit des «preuves de durabilité» (c'est-à-dire la confirmation que les règles du système sont respectées) et qui satisfait aux exigences de la directive RED et du règlement d'exécution applicable⁹⁰.

Ces systèmes de certification fonctionnent dans le monde entier. Si, en tant qu'exploitant, vous voulez vous assurer que le système est conforme à la

⁸⁹ Directive (UE) 2018/2001 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (refonte). Voir: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2018/2001/2022-06-07?locale=fr>

⁹⁰ Règlement d'exécution (UE) 2022/996 de la Commission concernant les règles relatives à la vérification du respect des critères de durabilité et de réduction des émissions de gaz à effet de serre [...], http://data.europa.eu/eli/reg_impl/2022/996/oj

réglementation applicable dans le cadre de la directive RED II, optez pour un système «reconnu» (c'est-à-dire approuvé) par la Commission européenne conformément à ces règles⁹¹;

- vous pouvez aussi **collecter toutes les données utiles et faire les calculs nécessaires vous-mêmes**, en tant qu'exploitant d'une installation qui utilise de la biomasse. L'Annex C du présent document explique les principes de cette méthode.

6.5.5 Détermination des émissions de PFC (hydrocarbures perfluorés)

L'annexe III, section B.7, du règlement d'exécution explique comment déterminer les émissions de PFC (hydrocarbures perfluorés). À l'heure actuelle, seules les émissions de PFC liées aux produits en aluminium sont couvertes par le MACF. Les gaz à surveiller sont le CF₄ et le C₂F₆. Les émissions résultant d'effets d'anode et les émissions fugitives sont également visées. La méthode est inspirée du document d'orientation «Aluminium sector greenhouse gas protocol» publié par l'Institut international de l'aluminium⁹². Il s'agit d'une méthode fondée sur le calcul sensiblement différente de la méthode fondée sur le calcul présentée à la section 6.5.1. Deux méthodes différentes sont autorisées: la «méthode des pentes» et la «méthode de la surtension». Le choix de la méthode dépend de l'équipement de contrôle des processus disponible dans l'installation.

Si le règlement d'exécution décrit les exigences principales et les formules de calcul, le document d'orientation mentionné au paragraphe précédent contient des précisions supplémentaires sur les méthodes applicables. À noter qu'en plus des émissions de PFC, les émissions de CO₂ résultant de la consommation d'anodes dans la production d'aluminium primaire doivent être comprises dans les émissions intrinsèques. De même, toutes les émissions liées aux combustibles utilisés dans la production d'aluminium secondaire ainsi qu'aux différentes étapes de formage en aval de la fusion de l'aluminium doivent être couvertes. À cette fin, les méthodes fondées sur le calcul habituelles s'appliquent.

La section consacrée aux règles particulières applicables au secteur de l'aluminium contient de plus amples renseignements (section 7.4.1.2).

6.5.6 Règles relatives aux transferts de CO₂ entre installations

Des règles particulières sont d'application pour l'attribution des émissions lorsque du CO₂ est transféré entre des installations, qu'il s'agisse i) de CO₂ pur ou presque pur, par exemple destiné à être utilisé en tant que matière première chimique dans la production d'urée; ou ii) de CO₂ qui fait déjà partie inhérente d'un gaz résiduaire ou d'un autre flux gazeux.

L'encadré ci-dessous indique les références des sections pertinentes des annexes.

⁹¹ Une liste des systèmes de certification reconnus est disponible sur le site web de la Commission:

https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/voluntary-schemes_en

⁹² Disponible à l'adresse suivante: https://ghgprotocol.org/sites/default/files/2023-03/aluminium_1.pdf

Les sections qui suivent décrivent l'attribution des émissions directes de CO₂ dans ce contexte.

6.5.6.1 *Prise en compte du CO₂ intrinsèque dans les gaz résiduaires et autres flux de gaz*

Le terme «CO₂ intrinsèque» désigne le CO₂ contenu dans un gaz, comme le gaz naturel, ou dans un effluent gazeux, lequel est alors récupéré en tant que combustible ou brûlé. Pour que la déclaration soit cohérente et pour éviter une double comptabilisation, le CO₂ intrinsèque est comptabilisé soit dans l'installation d'origine couverte par le MACF soit dans l'installation couverte par le MACF vers laquelle il est transféré, comme suit:

- l'installation d'origine couverte par le MACF qui transfère un flux contenant du CO₂ intrinsèque vers une autre installation couverte par le MACF:
 - **déduit le CO₂ de ses émissions** – généralement **en appliquant un bilan massique**, si le CO₂ intrinsèque est traité de la même manière que les autres formes de carbone dans ce flux sortant;
 - **exception:** lorsque le CO₂ intrinsèque est transféré et ensuite émis (purgé ou brûlé) ou lorsqu'il est transféré vers une installation non couverte par le MACF ou ne participant pas à un système éligible de surveillance, de déclaration et de vérification, il doit être comptabilisé dans les émissions de l'installation d'origine couverte par le MACF;
- lorsqu'une installation couverte par le MACF reçoit et exploite un flux contenant du CO₂ intrinsèque:
 - le facteur d'émission (ou, en cas de bilan massique, la teneur en carbone) tient compte du CO₂ intrinsèque (c'est-à-dire que le CO₂ fait partie du flux, tandis que le CO₂ intrinsèque est comptabilisé dans le CO₂ émis par l'installation).

Pour ce qui est du mesurage des transferts, la méthode de surveillance qui s'applique est la même que pour le transfert des gaz résiduaires.

Remarque: les règles énoncées ici s'appliquent aux émissions directes se rapportant à l'installation. Aux fins du calcul des émissions attribuées d'un processus de production, les formules de la section 6.2.2.2 s'appliquent.

6.5.6.2 *Captage et transfert de CO₂ entre les installations (CCS et CCU)*

Lorsque des émissions de CO₂ pur ou presque pur sont captées dans une installation et transférées vers une autre, l'installation d'origine peut déduire le CO₂ de ses émissions (annexe III, section B.8.2), pour autant que les conditions et critères d'éligibilité qui suivent soient remplis:

- les installations d'origine et d'arrivée doivent chacune participer au MACF ou à un système éligible de surveillance, de déclaration et de vérification (voir section 6.5.3);

- les installations d'arrivée sont des installations de captage de CO₂:
 - permettant le stockage ou le transport en vue du stockage géologique à long terme; ou
 - utilisant le CO₂ pour produire des produits dans lesquels du CO₂ est *chimiquement lié de manière permanente*⁹³. La liste des produits remplissant ces conditions sera établie dans un acte d'exécution adopté conformément à la directive relative au SEQE de l'UE (article 12, paragraphe 3 *ter*), qui s'appliquera également aux fins du MACF.

Dans tous les autres cas, le CO₂ transféré depuis l'installation doit être comptabilisé dans les émissions de l'installation d'origine.

Remarque: le dernier critère énoncé (CO₂ chimiquement lié de manière permanente) s'applique également lorsque le CO₂ est utilisé à cette fin au sein de la même installation. À l'heure actuelle, la législation applicable ne prévoit aucun processus de production couvert par le MACF permettant de considérer du CO₂ comme chimiquement lié de manière permanente⁹⁴.

6.5.6.3 Exigences de surveillance

Pour ce qui est de la surveillance du CO₂ intrinsèque, la méthode de surveillance qui s'applique est la même que pour le transfert des gaz résiduels (voir ci-dessus). Pour surveiller la quantité de CO₂ transférée d'une installation à l'autre, une méthode fondée sur la mesure est utilisée. Les installations d'arrivée et d'origine devraient surveiller le flux entrant de CO₂ à l'aide d'un SMCE, partager la quantité transférée et la faire coïncider pour garantir une déclaration cohérente entre les deux installations. Cette surveillance continue peut être omise si toute la masse de CO₂ de l'installation, ou d'une partie clairement identifiable de celle-ci, est transférée. Dans ce cas, la quantité de CO₂ peut être calculée à partir des flux entrants de l'installation.

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 stœchiométriques devraient être inscrits dans la documentation relative à la méthode de surveillance.

⁹³ À cet égard, le règlement d'exécution est conforme à la législation applicable en matière de SEQE de l'UE, qui prévoit que, pour que le CO₂ soit comptabilisé comme non émis, il doit être utilisé pour *«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»*. Au moment d'écrire ces lignes (été 2023), la législation en matière de SEQE de l'UE était en cours d'élaboration quant à savoir quels produits ou processus de production remplissaient les conditions.

⁹⁴ Le CO₂ lié dans le processus de production de l'urée, en particulier, ne remplit pas les conditions, car la permanence n'est pas une caractéristique de l'usage principal de l'urée (engrais).

6.6 Déterminer les émissions indirectes de l'installation

Pendant la période transitoire du MACF, les émissions intrinsèques indirectes doivent être déclarées séparément des émissions intrinsèques directes, et ce pour toutes les marchandises couvertes.

Les émissions indirectes d'une installation ou d'un processus de production sont équivalentes aux émissions causées par la production de l'électricité consommée dans l'installation ou par le processus de production des marchandises, selon le cas, multipliées par le facteur d'émission applicable pour l'électricité:

$$AttrEm_{indir} = Em_{el} = E_{el} \cdot EF_{el} \text{ (Équations 49 et 44)}$$

où:

$AttrEm_{indir}$ sont les émissions indirectes attribuées du processus de production exprimées en t équivalent CO₂;

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

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

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

En ce qui concerne le facteur d'émission, la règle générale consiste, pour l'exploitant, à utiliser une valeur par défaut fournie par la Commission européenne à cette fin. Cependant, l'annexe IV, section 6, définit les conditions dans lesquelles l'exploitant peut utiliser les données réelles en tant que facteur d'émission:

- s'il existe un lien technique direct entre l'installation dans laquelle la marchandise importée est produite et la source de production d'électricité; ou
- si l'exploitant de ladite installation a conclu un accord d'achat d'électricité avec un producteur d'électricité situé dans un pays tiers pour une quantité d'électricité équivalente à la quantité pour laquelle l'utilisation d'une valeur spécifique [du facteur d'émission] est demandée.

Dès lors, si vous produisez de l'électricité dans votre propre installation, utilisez le **facteur d'émission que vous déterminez en suivant les règles présentées à la section 6.7.3**. Si vous recevez de l'électricité d'une installation reliée par un lien technique direct (par exemple une unité de cogénération située sur le site de votre installation⁹⁵) et si ladite installation utilise les mêmes méthodes de surveillance que celles décrites dans le règlement d'exécution relatif au MACF, l'exploitant doit utiliser le facteur d'émission fourni par l'exploitant de ladite installation. En outre, si votre installation a conclu un

⁹⁵ Il est fréquent qu'un système central de chauffage ou d'électricité alimente plusieurs installations sur un même site. Généralement, il existe également un lien étroit dans la structure de l'entreprise, ou des relations contractuelles claires entre les exploitants du site, de sorte que les conditions d'un «accord d'achat d'électricité» sont réputées satisfaites.

accord d'achat d'électricité⁹⁶ avec une installation plus distante, c'est encore le facteur d'émission fourni par ce fournisseur d'électricité qui doit être appliqué. Dans tous les autres cas, c'est-à-dire lorsque l'électricité provient du réseau, c'est le **facteur d'émission par défaut pour l'électricité du pays ou de la région** fourni par la Commission qui doit être utilisé. Ces valeurs par défaut sont fondées sur les données de l'AIE et mises à disposition dans le registre transitoire MACF de la Commission.

6.7 Règles requises pour attribuer des émissions à des processus de production

La section 6.2.2 décrit la méthode utilisée pour attribuer des émissions se rapportant à l'installation aux processus de production, tandis que la section 6.2.2.2 donne la formule de calcul applicable. Il apparaît que, pour déterminer les émissions attribuées d'un processus de production, il y a lieu de définir d'autres paramètres que les émissions de l'installation. La présente section est structurée comme suit:

- la section 6.7.1 présente des règles génériques relatives aux paramètres d'attribution à des processus de production. Elles s'appliquent par exemple à la répartition des données relatives aux flux ou à l'attribution des flux thermiques, etc.;
- la section 6.7.2 présente les règles de surveillance des flux thermiques;
- la section 6.7.3 présente les règles de surveillance pour l'électricité;
- la chaleur et l'électricité peuvent être produites par «cogénération», c'est-à-dire au cours d'un même processus. Les règles de calcul conjoint en la matière sont présentées dans la section 6.7.4;
- la section 6.7.5 contient les règles relatives aux gaz résiduels.

Ensuite, la section 6.8 traite des paramètres nécessaires pour calculer les émissions intrinsèques des marchandises sur la base des émissions attribuées du processus de production, conformément à la section 6.2.2.3, en donnant des indications sur la manière de déterminer les niveaux d'activité du processus de production (à savoir la quantité de marchandises produite, à la section 6.8.1, et les données sur les précurseurs, à la section 6.8.2).

6.7.1 *Règles génériques relatives au mesurage des paramètres à attribuer aux processus de production*

L'annexe III, section F.3.1, du règlement d'exécution fixe les règles génériques relatives à l'attribution de différents ensembles de données (flux, chaleur, électricité, gaz résiduels) à des processus de production. Les règles sont les suivantes:

- lorsque les données d'un ensemble de données spécifique ne sont pas disponibles pour chaque processus de production, une méthode appropriée pour déterminer les données requises pour chaque processus de production est choisie. À cette fin,

⁹⁶ L'annexe IV du règlement MACF donne la définition suivante d'«accord d'achat d'électricité»: *un contrat en vertu duquel une personne s'engage à acheter directement de l'électricité à un producteur d'électricité.*

l'un des principes suivants est appliqué, en fonction de celui qui produit les résultats les plus précis:

- lorsque, au fil du temps, différentes marchandises sont fabriquées successivement dans la même chaîne de production, les matières entrantes et sortantes et les émissions s'y rapportant sont attribuées de manière séquentielle aux marchandises/processus de production concernés, en fonction du temps d'utilisation annuel pour chaque processus de production;
- lorsque des produits sont fabriqués en parallèle au même moment ou dans le même processus de production, les matières entrantes et sortantes et les émissions s'y rapportant sont attribuées sur la base d'un paramètre de corrélation approprié, tel que:
 - la masse ou le volume de chaque marchandise fabriquée; ou
 - des estimations reposant sur le rapport des enthalpies libres de réaction des réactions chimiques concernées; ou
 - une autre clé de répartition appropriée, validée par une méthode scientifique fiable.

Remarque: pour la production d'hydrogène par électrolyse, en particulier, le règlement d'exécution donne des formules précises pour attribuer les émissions aux différents produits sur la base des proportions molaires (voir section 7.5.1.2).

Une autre difficulté tient à la manière de faire correspondre des mesures différentes au niveau de l'installation et au niveau des processus de production (ou des unités physiques spécifiques de l'installation, comme les chaudières, les fours, etc.). L'encadré qui suit et la *Figure 6-5* contiennent des conseils à ce sujet.

Texte issu du document d'orientation n° 5 de la Commission sur le SEQE de l'UE (voir note de bas de page 88), adapté pour correspondre au MACF.

L'une des situations les plus courantes dans les installations est celle du combustible utilisé par plusieurs unités physiques de l'installation. Cette situation, retenue pour sa simplicité, permet d'illustrer les principes de base de la répartition des données entre les processus de production. Cela étant, des méthodes similaires s'appliquent à tous les types de flux de matières et d'énergie, comme l'attribution de la chaleur ou de l'électricité consommée à des processus de production.

Dans l'exemple, la consommation du combustible (le gaz naturel, par exemple) est déterminée par mesurage en continu. Les installations sont souvent équipées d'un point de mesure central (un compteur de gaz principal) par où passe le gaz qui arrive dans l'installation et de compteurs secondaires aux différentes unités du processus. La qualité des compteurs peut varier. Le compteur principal est aussi le plus important pour des raisons économiques, et tant l'exploitant que le fournisseur de gaz ont besoin de résultats précis. Dans de nombreux pays, ces compteurs sont dès lors soumis à un contrôle métrologique légal national. Lorsque ce n'est pas le cas, le propriétaire de l'instrument (souvent le fournisseur de gaz ou le gestionnaire de réseau) veille à ce que l'instrument fasse l'objet d'un entretien et d'un étalonnage réguliers (y compris les instruments de compensation de la température et de la pression). Les compteurs secondaires sont souvent moins précis (résultats plus incertains), et ce pour des raisons de coûts. En outre,

les unités ne disposent pas toujours de compteurs séparés, ou ceux-ci sont situés à un endroit qui ne coïncide pas avec les limites des sous-installations.

Dans l'exemple (voir *Figure 6-5*), une installation fictive emploie du gaz naturel dans trois unités physiques qui interviennent dans deux processus de production. Les unités 1 et 2 relèvent du processus de production 1 et l'unité 3 du processus de production 2. La figure montre différentes situations pouvant survenir dans des installations types:

- situation n° 1: dans cette situation simple d'un bon rapport coût-efficacité, la quantité totale de gaz est mesurée à l'aide de l'instrument de mesure MI_{total} . Cet instrument est également utilisé dans la documentation relative à la méthode de surveillance. Le deuxième instrument de mesure (MI-1) se rapporte directement au processus de production 1. Ses résultats devraient servir aux fins du MACF. La quantité de gaz du processus de production 2 correspond simplement à la différence entre les relevés de MI_{total} et de MI-1;
- situation n° 2: une situation simple elle aussi, avec deux compteurs pour deux processus de production. À défaut de compteur pour mesurer la quantité totale de gaz entrant dans l'installation, il y a lieu de considérer que l'exploitant détermine la consommation de gaz aux fins du calcul des émissions se rapportant à l'installation en additionnant les relevés des deux compteurs;
- situation n° 3: bien qu'il existe deux compteurs dans ce cas-ci, ils sont situés de telle manière qu'ils ne peuvent pas servir à déterminer la consommation de gaz au niveau du processus de production. L'exploitant devra parvenir à une situation plus semblable à la situation n° 1, c'est-à-dire installer un compteur secondaire en position MI-1 ou en position MI-2 comme dans la situation n° 2, et poursuivre ensuite comme dans la situation n° 1;
- situation n° 4: dans ce cas-ci, la consommation de gaz est «surmesurée», c'est-à-dire qu'il y a plus d'instruments de mesure que nécessaire. Souvent, dans cette situation, la somme des relevés des compteurs secondaires (MI-1a, MI-1b et MI-2) ne correspond pas au relevé du compteur principal MI_{total} . Comme expliqué ci-dessus, on considère généralement que le résultat de MI_{total} est le plus fiable, qu'il représente les données les plus précises disponibles. Par conséquent, il y a lieu d'ajuster les données relatives aux processus de production pour que leur somme corresponde aux données se rapportant à l'installation. On utilise à cette fin un «facteur de rapprochement» (voir ci-dessous). Les relevés des compteurs secondaires sont alors corrigés en étant multipliés par ce facteur de rapprochement.

Remarque: dans la situation n° 4, on part du principe que MI_{total} est manifestement le meilleur instrument, tandis que les autres sont de moindre qualité. Ce n'est pas toujours le cas. Il peut arriver que MI-2, par exemple, présente une qualité nettement supérieure aux deux autres compteurs secondaires. Dans ce cas, le recours à la méthode décrite dans la situation n° 1 se justifierait. Les instruments MI-1a et MI-1b ne serviraient alors que de sources de corroboration.

Dans le règlement d'exécution, le calcul relatif à la situation n° 4 se présente comme suit:

$$RecF = D_{Inst} / \sum D_{PP} \quad (\text{Équation 55})$$

où:

$RecF...$ représente le facteur de rapprochement;

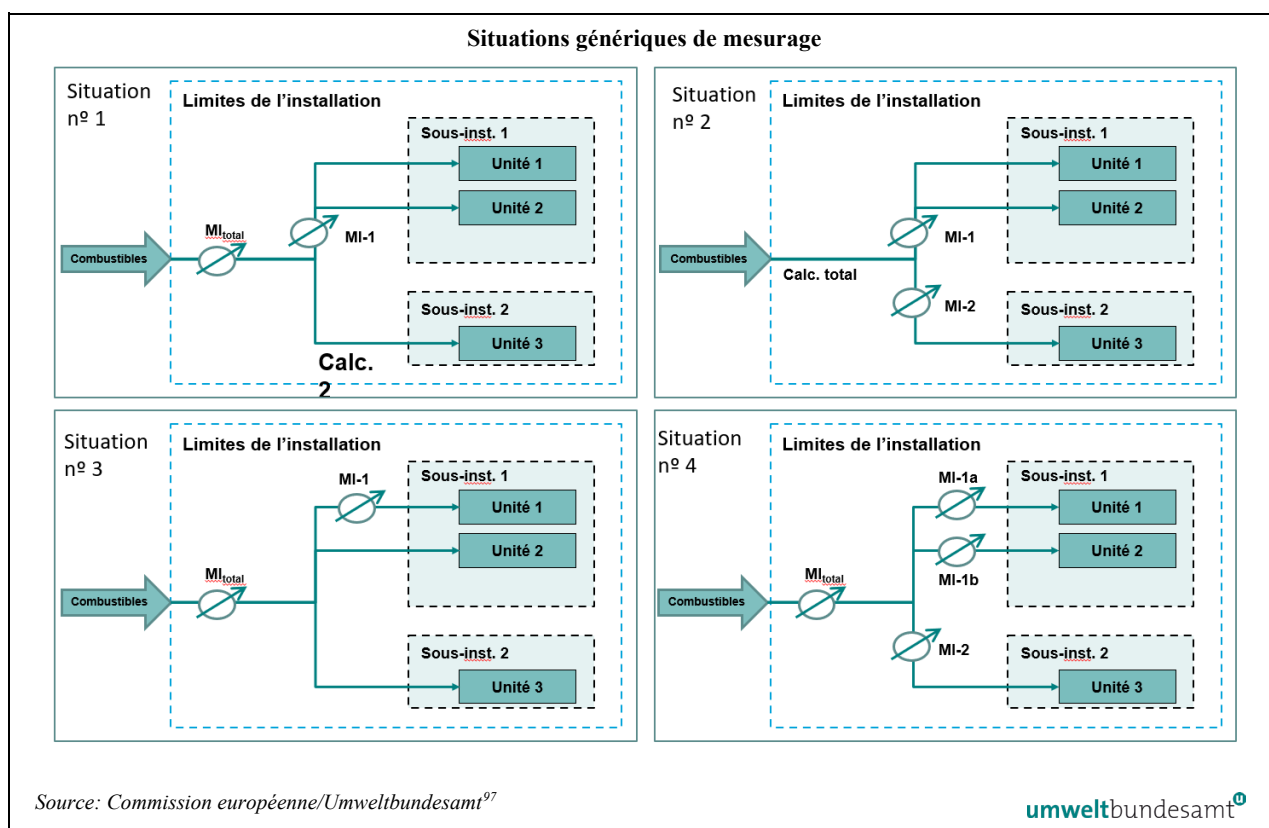
$D_{Inst}...$ représente la valeur des données déterminée pour l'installation dans son ensemble;
et

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

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

$$D_{PP,corr} = D_{PP} \times RecF \text{ (Équation 56)}$$

Figure 6-5: situations génériques illustrant les notions de base de la répartition des données entre les processus de production. «Sous-inst.» correspond à «processus de production» (une partie de l'installation). Pour de plus amples informations, veuillez vous reporter au texte.



6.7.2 Règles relatives à l'énergie thermique et aux émissions de chaleur

Cette section traite de la quantification des flux thermiques nets mesurables et du calcul des facteurs d'émission de la chaleur. La chaleur est un paramètre important pour les émissions attribuées d'un processus de production dans lequel la chaleur provient soit

⁹⁷ Document d'orientation n° 5 de la Commission sur le SEQE de l'UE (voir note de bas de page 88).

d'une autre installation, soit d'un autre processus de production, soit d'un système central de chauffage qui alimente plusieurs processus de production, ou dans lequel la chaleur du processus est exportée vers d'autres processus de production au sein de l'installation, ou vers d'autres installations. «Autres installations» désigne ici les réseaux de chauffage urbain également.

Le traitement des gaz résiduels, de la production combinée de chaleur et d'électricité et de l'énergie de la biomasse ainsi que les émissions sont abordés séparément comme autant de cas particuliers dans les sections qui suivent.

6.7.2.1 *Quantification des flux thermiques nets*

Lorsqu'un processus de production produit, consomme, importe ou exporte de la chaleur mesurable⁹⁸, la quantité nette de flux thermiques mesurables et d'émissions associées à cette production de chaleur devrait être surveillée et attribuée, en suivant les méthodes présentées à l'annexe III, partie C, du règlement d'exécution.

La chaleur mesurable présente les caractéristiques suivantes:

- la chaleur mesurable doit toujours être considérée comme de la «**chaleur mesurable nette**», c'est-à-dire que la quantité de chaleur (enthalpie) consommée par un processus de production⁹⁹ est déterminée en déduisant le contenu calorifique produit par un processus (flux de retour) du contenu calorifique transmis à ce processus ou à un utilisateur externe (flux d'entrée);
- les flux thermiques (entrée et retour) sont transportés au moyen d'un milieu caloporteur, généralement de l'eau chaude ou de la vapeur d'eau, mais parfois aussi de l'huile chaude, de l'air chaud, etc.;
- les flux thermiques sont transportés dans des canalisations ou des conduits (pour l'air chaud); et
- les flux thermiques sont ou pourraient être mesurés au moyen d'un compteur d'énergie thermique¹⁰⁰.

Pour déterminer la quantité nette de chaleur mesurable consommée par un processus de production, il y a lieu de considérer ce qui suit:

- de la chaleur mesurable est-elle importée ou exportée (flux thermiques qui franchissent les limites de l'installation)? La quantité de chaleur importée ou

⁹⁸ On entend par «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; «chaleur non mesurable»: toute chaleur autre que la chaleur mesurable.

⁹⁹ La chaleur peut être consommée par un processus de production au sein de l'installation ou hors de l'installation. De même, lorsque la chaleur est utilisée pour produire du froid grâce à un refroidisseur par absorption, ce procédé de refroidissement est également considéré comme un procédé consommateur de chaleur.

¹⁰⁰ On entend par «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.

exportée devrait être quantifiée, de même que les émissions associées à la production de cette chaleur devraient être surveillées;

- quel est le nombre de processus de production qui consomment le même milieu caloporteur? La quantité de chaleur consommée devrait être déterminée séparément pour chaque processus consommateur de chaleur, sauf s'ils appartiennent au même processus de production global d'une même marchandise;
- quelle est la quantité de chaleur consommée lors du fonctionnement du réseau de distribution de chaleur de l'installation¹⁰¹, et quelles sont les pertes de chaleur?

De ce fait, pour une surveillance précise de la quantité nette de chaleur mesurable, il convient de mesurer les paramètres suivants:

- le débit du milieu caloporteur (volumique ou massique);
- l'«état» du milieu caloporteur transmis au processus consommateur de chaleur, c'est-à-dire l'ensemble des paramètres nécessaires pour déterminer l'enthalpie spécifique du milieu:
 - la température;
 - la pression (dans le cas de la vapeur d'eau ou d'autres gaz);
 - le type de milieu (eau chaude, vapeur d'eau, huile chaude, etc.);
 - dans le cas de la vapeur d'eau, des informations sur la saturation ou le degré de surchauffe, etc.;
- l'état du milieu caloporteur qui quitte le processus consommateur de chaleur;
- si le débit du milieu caloporteur restitué (le condensat, dans le cas de la vapeur d'eau) n'est pas le même que le débit d'entrée, ou s'il est inconnu, son enthalpie doit reposer sur des hypothèses appropriées.

Sur la base des valeurs mesurées, l'exploitant détermine l'enthalpie et le volume massique du milieu caloporteur à l'aide des tables des constantes de la vapeur d'eau pertinentes ou de logiciels d'ingénierie adaptés.

Il s'agit d'un exercice délicat, en particulier parce que les installations industrielles sont parfois équipées de réseaux de chaleur complexes, avec de nombreuses sources de chaleur et une multitude de consommateurs. Par conséquent, l'annexe III, partie C.1.2, du règlement d'exécution propose plusieurs méthodes différentes pour déterminer la quantité nette de chaleur mesurable, en fonction des sources de données qui sont disponibles.

6.7.2.2 Exigences de surveillance

Aux fins de la surveillance, vous devriez, en tant qu'exploitant, mettre en place des procédures de mesure directe et, le cas échéant, de mesure indirecte des flux thermiques, en utilisant votre propre système de mesure. Ces procédures devraient être mises en place, consignées par écrit dans votre documentation relative à la méthode de surveillance, appliquées et tenues à jour à l'aide de procédures écrites. Il s'agit notamment de contrôler et d'examiner régulièrement les flux thermiques au sein de l'installation afin de confirmer:

¹⁰¹ Pour le dégazage des équipements, la préparation d'eau d'appoint, les purges des chaudières, y compris les pertes de chaleur dans les canalisations de distribution de chaleur.

- la création ou la disparition éventuelle d'unités consommatrices de chaleur dans l'installation ou le processus de production;
- les éventuels changements dans les types de flux thermiques au sein de l'installation, c'est-à-dire dans les importations, la production, la consommation ou les exportations de chaleur;
- toute modification de la méthode de surveillance qui pourrait en résulter, le cas échéant.

Méthodes de détermination de la chaleur mesurable nette

Lorsqu'un processus de production consomme de la chaleur mesurable produite au sein de l'installation, vous pouvez, en tant qu'exploitant, utiliser l'une des méthodes suivantes pour déterminer la quantité nette de chaleur mesurable produite et les émissions correspondantes. De la méthode 1 à la méthode 3, la qualité des données et l'effort de surveillance sont décroissants. Ainsi, la méthode 1 est préférable à la méthode 2, qui est elle-même préférable à la méthode 3 (voir section 6.4.4 sur le choix des sources des meilleures données disponibles):

Méthode 1: recours à des mesures

Selon cette méthode, tous les paramètres pertinents énoncés ci-dessus sont mesurés ou connus d'une autre manière. Si le condensat de la vapeur d'eau n'est pas restitué ou si son débit est inconnu, il convient d'utiliser une température de référence de 90 °C¹⁰². Le débit massique et le débit thermique du milieu sont calculés comme suit:

$$\dot{m} = \dot{V}/v$$

$$\dot{Q} = (h_{forward} - h_{return}) \cdot \dot{m}$$

où:

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

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

v ... représente le volume spécifique en m³/kg;

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

$h_{forward}$... représente l'enthalpie du flux transmis en kJ/kg;

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

Si le débit massique est 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.

¹⁰² Même si le condensat n'est pas restitué intégralement, la chaleur mesurable nette doit être calculée sur la base d'une restitution à 100 % du condensat.

Si l'on sait que les débits massiques sont différents, il y a lieu de prendre en considération ce qui suit, après confirmation que:

- une partie du condensat demeure dans le produit, l'enthalpie de ce condensat n'est pas déduite;
- en cas de déperdition d'une partie du condensat (fuites ou mise à l'égout), la quantité de condensat correspondante est estimée et déduite du flux massique du milieu caloporteur.

Le flux thermique annuel net peut être déterminé à partir des données susmentionnées, en suivant l'une des méthodes suivantes:

- 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;
- 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.

Méthode 2: calcul d'une valeur représentative sur la base du rendement mesuré

Cette méthode repose sur l'apport énergétique de l'ensemble des combustibles et détermine la quantité de chaleur mesurable nette sur la base du rendement connu de la chaudière, en appliquant les équations suivantes:

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

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

où:

Q ... représente la quantité nette de chaleur [TJ] produite au cours de la période de déclaration;

η_H ... représente le rendement mesuré de la production de chaleur;

E_{In} ... représente l'apport énergétique [TJ] provenant des combustibles, déterminé, sur la période de déclaration, au moyen de la deuxième équation;

AD_i ... représente les données d'activité annuelles (c.-à-d. les quantités consommées) des combustibles i [tonnes ou Nm^3];

NCV_i ... représente le pouvoir calorifique inférieur [TJ/t ou TJ/m^3] des combustibles i .

Cette méthode repose sur le «rendement mesuré» de la production de chaleur car, en tant qu'exploitant, il vous est conseillé de mesurer «sur une période raisonnablement longue» afin de tenir compte des différents niveaux de charge de l'installation.

À titre subsidiaire, le rendement de la production de chaleur peut être tiré de la documentation fournie par le fabricant de la chaudière (méthode la moins recommandée dans la hiérarchie des méthodes). À cet égard, la courbe de charge partielle est prise en compte en appliquant un facteur de charge annuel, calculé comme suit:

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

où:

L_F ... représente le facteur de charge;

E_{In} ... représente l'apport énergétique [TJ] provenant des combustibles déterminé au cours de la période de déclaration;

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.

Dans le cas d'une chaudière à vapeur, 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, si aucune valeur réelle n'est disponible.

Méthode 3: calcul d'une valeur représentative sur la base du rendement de référence

Cette méthode s'applique lorsque le rendement de la chaudière n'est pas connu. Elle est identique à la méthode 2, mais utilise un rendement de référence de 70 % comme hypothèse prudente ($\eta_{Ref,H} = 0,7$).

Exigences particulières pour les flux thermiques qui franchissent les limites de l'installation

Si des flux thermiques de chaleur mesurable franchissent les limites de l'installation (importations et exportations), vous devriez, en tant qu'exploitant et lorsque c'est possible, déterminer la quantité de ces flux à l'aide de votre propre système de mesure, en veillant à ce que la méthode de surveillance englobe les paramètres suivants:

- la quantité de chaleur importée, pour chaque source séparément le cas échéant, et la mention de son origine;
- les données obtenues du fournisseur de la chaleur importée en vue de déterminer les émissions¹⁰³, pour la période de déclaration la plus récente disponible;
- la quantité de chaleur exportée, le cas échéant.

Bilan énergétique (énergie thermique)

Dans la pratique, lorsqu'une installation enregistre des flux thermiques complexes, c'est-à-dire lorsqu'elle importe, exporte ou transfère de la chaleur mesurable entre différents processus de production au sein de la même installation, la répartition exacte entre les

¹⁰³ En principe, le facteur d'émission de la combinaison de combustibles utilisée par le fournisseur de chaleur est nécessaire.

processus différents de production de chaleur et de consommation de chaleur peut être déterminée au moyen d'un **bilan énergétique** qui permet:

- de déterminer la répartition exacte pour les quantités annuelles de flux de chaleur mesurable qui entrent et sortent du processus de production;
- d'attribuer les émissions de l'apport de combustible qui correspondent aux processus de production, proportionnellement à la répartition de la chaleur¹⁰⁴. Lorsque les pertes de chaleur ne sont pas attribuées à des processus de production particuliers, elles sont attribuées proportionnellement à la répartition de la chaleur consommée;
- de corroborer la consommation globale et les émissions correspondantes.

Méthodes de détermination des facteurs d'émission des combustibles pour la chaleur mesurable

Lorsque de la chaleur mesurable est consommée dans un processus de production ou exportée depuis un processus de production, les émissions associées à cette chaleur sont déterminées par l'une des méthodes suivantes:

- méthode 1 – s'applique lorsque la chaleur est produite dans l'installation autrement que par cogénération;
- méthode 2 – s'applique lorsque la chaleur est produite dans l'installation par cogénération;
- méthode 3 – s'applique lorsque la chaleur est produite en dehors de l'installation.

Méthode 1 – Facteur d'émission de la chaleur mesurable produite dans l'installation autrement que par cogénération

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

$$Em_{Heat} = EF_{mix} \cdot Q_{consumed} / \eta \quad (\text{Équation 35})$$

où:

Em_{Heat} ... représente les émissions du processus de production liées à la production de chaleur, exprimées en t CO₂;

¹⁰⁴ Conformément à la section F.4 de l'annexe III du règlement d'exécution: «lorsque les émissions provenant de flux ou de sources d'émissions ne peuvent être attribuées suivant d'autres méthodes, elles sont attribuées au moyen des paramètres corrélés, qui ont déjà été attribués aux procédés de production conformément à la section F.3.1 de la présente annexe. À cette fin, les quantités de flux et leurs émissions respectives sont attribuées au prorata du ratio dans lequel ces paramètres sont attribués aux procédés de production. Figurent parmi les paramètres appropriés dans ce contexte la masse de marchandises fabriquées, la masse ou le volume de combustible ou de matière consommés, la quantité de chaleur non mesurable produite, les heures d'exploitation ou les rendements connus des équipements.»

EF_{mix} ... représente le facteur d'émission de la combinaison de combustibles correspondante, exprimé t CO₂/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 processus de production, exprimée en TJ;

η ... représente le rendement du processus de production de chaleur.

EF_{mix} est calculé séparément en utilisant l'équation suivante:

$$EF_{mix} = (\sum AD_i \cdot NCV_i \cdot EF_i + Em_{FGC}) / (\sum AD_i \cdot NCV_i) \quad (\text{Équation 36})$$

où:

AD_i ... représente les données d'activité annuelles (c.-à-d. les quantités consommées) des combustibles i [en tonnes ou en Nm³] utilisés pour la production de chaleur mesurable;

NCV_i ... représente le pouvoir calorifique inférieur [TJ/t ou TJ/Nm³] des combustibles i ;

EF_i ... représente les facteurs d'émission des combustibles i exprimés en t CO₂/TJ;

Em_{FGC} ... représente les émissions de procédé résultant de l'épuration des gaz de combustion, exprimées en t CO₂.

Ces paramètres sont faciles à obtenir si la surveillance des émissions directes se fait suivant la méthode fondée sur le calcul (voir section 6.5.1).

Lorsqu'un gaz résiduaire (voir section 6.7.5 pour la définition) 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, ce facteur d'émission standard est utilisé pour calculer EF_{mix} au lieu du facteur d'émission du gaz résiduaire.

Méthode 2 – Chaleur produite dans l'installation par cogénération

Les émissions résultant de l'apport total de combustible dans l'unité de cogénération sont réparties conformément à la méthode décrite à la section 6.7.4 pour déterminer les émissions liées à la chaleur et celles liées à l'électricité.

Méthode 3 – Facteur d'émission des importations de chaleur mesurable produite en dehors de l'installation

Lorsqu'un processus de production consomme de la chaleur mesurable importée fournie par un fournisseur tiers en dehors de l'installation ou du processus de production, c'est ce fournisseur qui communique les émissions liées à la production de cette chaleur et qui les détermine à l'aide de la méthode 1 ou de la méthode 2, selon ce qui convient, en utilisant les données de la dernière période de déclaration disponible. Si le fournisseur est soumis à un système éligible de surveillance, de déclaration et de vérification, ces données devraient être disponibles; dans le cas contraire, vous devriez, en tant qu'exploitant de l'installation qui consomme de la chaleur, veiller à ce que le contrat de fourniture de chaleur conclu avec le fournisseur tiers réponde à cette exigence.

Si le fournisseur de chaleur ne dispose d'aucune information sur les émissions réelles, attribuez une valeur standard au facteur d'émission, correspondant à celle du combustible

le plus souvent utilisé dans le pays et dans le secteur industriel concerné, et posez l'hypothèse d'un rendement de la chaudière de 90 %.

Exceptions

Pour quantifier la chaleur mesurable nette, il n'y a pas lieu de faire la distinction entre ses différentes origines, du moment qu'elle entre dans le champ d'application du MACF. Cette règle admet toutefois quelques exceptions (annexe III, section C.1.3, du règlement d'exécution):

- **chaleur produite à partir de procédés chimiques exothermiques (autres que la combustion)** – lorsqu'un processus de production consomme de la chaleur mesurable produite à partir d'un procédé chimique exothermique, comme la production d'acide nitrique ou d'ammoniac:
 - déterminez la quantité de chaleur mesurable consommée séparément des autres chaleurs mesurables; et
 - n'attribuez aucune émission de CO₂ à cette consommation de chaleur;
- **chaleur valorisée à partir de procédés électriques:**
 - déterminez la quantité de chaleur mesurable qui a été valorisée à partir des procédés électriques, comme la chaleur valorisée à partir de compresseurs d'air et utilisée pour fournir de l'eau chaude au processus (séparément des autres chaleurs mesurables); et
 - n'attribuez aucune émission de CO₂ à cette consommation de chaleur;
- **chaleur récupérée à partir de chaleur non mesurable**¹⁰⁵ – pour éviter le double comptage lorsqu'un processus de production consomme de la chaleur mesurable qui a été récupérée à partir de chaleur non mesurable générée à partir de combustibles, par exemple de la chaleur récupérée à partir des gaz d'échappement des fours:
 - déterminez la quantité de chaleur mesurable consommée qui a été récupérée à partir des gaz d'échappement des fours (séparément des autres chaleurs mesurables); et
 - divisez cette quantité de chaleur par un rendement de référence de 90 % afin de déterminer l'apport énergétique équivalent pour la chaleur mesurable récupérée; déduisez ensuite cet apport énergétique de l'apport de combustible dans le four pour connaître la chaleur non mesurable.

6.7.3 Règles relatives à l'énergie électrique et à ses émissions

Cette section porte sur la quantification de l'électricité produite au sein de l'installation ou consommée lors de la production des marchandises, ainsi que sur le calcul des facteurs d'émission de l'électricité utilisés pour attribuer les émissions aux processus de production (voir la section 6.2.2.2 pour comprendre comment l'électricité produite intervient dans le

¹⁰⁵ On entend par «chaleur non mesurable»: toute chaleur autre que la chaleur mesurable. Les quantités de chaleur non mesurable sont déterminées par les quantités de combustibles utilisées pour produire de la chaleur, ainsi que par le pouvoir calorifique inférieur (PCI) de la combinaison de combustibles.

calcul des émissions directes attribuées et la section 6.6 sur l'électricité consommée et les émissions indirectes attribuées).

Le traitement de l'énergie électrique produite par cogénération et des émissions qui s'y rapportent fait l'objet d'une section à part (6.7.4).

6.7.3.1 Quantification des quantités d'électricité

Pour déterminer la quantité d'électricité consommée ou produite par un processus de production, il convient de mesurer l'approvisionnement en électricité. La mesure doit s'appliquer à la puissance réelle, pas à la puissance apparente (puissance complexe), c'est-à-dire que seule la puissance active consommée par l'installation doit être mesurée, la puissance réactive (ou retour) ne doit pas être prise en compte.

Étant donné que seule la consommation de l'installation est prise en considération, les pertes de transport et les pertes de distribution de l'électricité importée survenant avant la limite de l'installation (c'est-à-dire entre le point de raccordement au réseau et la limite de l'installation) ne doivent pas être prises en compte.

6.7.3.2 Exigences de surveillance

Aux fins de la surveillance, vous devriez, en tant qu'exploitant, mettre en place des procédures de mesure directe et, le cas échéant, de mesure indirecte de l'électricité consommée, en utilisant votre propre système de mesure. Pour le choix des sources des meilleures données disponibles, voir la section 6.4.4.

Facteur d'émission pour l'électricité autoproduite ou pour l'électricité fournie au moyen d'un lien technique direct

Pour l'électricité produite au sein de l'installation au moyen d'une production séparée (c.-à-d. pas par cogénération), le facteur d'émission de l'électricité EF_{El} est calculé à partir de la combinaison de combustibles spécifique en appliquant l'équation suivante:

$$EF_{El} = ((\sum AD_i \cdot NCV_i \cdot EF_i + Em_{FGC}) / El_{prod}) \text{ (Équation 47)}$$

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 $t CO_2$;

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.

Ces paramètres sont faciles à obtenir si la surveillance des émissions directes se fait suivant la méthode fondée sur le calcul (voir section 6.5.1).

Lorsqu'un gaz résiduaire (voir la section 6.7.5 pour une définition) fait partie de la combinaison de combustibles utilisée, il convient d'utiliser le facteur d'émission standard du gaz naturel fourni à l'annexe VIII du règlement d'exécution pour calculer EF_{EI} au lieu du facteur d'émission du gaz résiduaire (sauf si le facteur d'émission du gaz résiduaire est inférieur).

Pour l'électricité produite dans l'installation par cogénération, les émissions résultant de l'apport total de combustible dans l'unité de cogénération sont réparties conformément à la méthode décrite à la section 6.7.4 pour déterminer les émissions liées à la chaleur et celles liées à l'électricité. Le facteur d'émission de l'électricité peut être calculé à partir de là.

Si l'électricité n'est pas produite par l'installation elle-même, mais fournie par une installation «reliée par un lien direct»¹⁰⁶, le facteur d'émission de l'électricité est déterminé suivant la méthode décrite ci-dessus (comme si l'électricité était produite au sein de l'installation), pour autant que le fournisseur d'électricité mette à disposition les données.

Facteur d'émission pour l'électricité provenant du réseau:

- la méthode par défaut consiste à utiliser un **facteur par défaut** fourni par la Commission dans le registre transitoire MACF, qui correspond à un facteur d'émission moyen du réseau électrique du pays d'origine, fondé sur les données de l'Agence internationale de l'énergie (AIE);
- si vous le jugez plus approprié, vous pouvez, en tant qu'exploitant, utiliser tout autre facteur d'émission du réseau électrique du pays d'origine basé sur des **données publiquement accessibles** représentant soit le facteur d'émission moyen¹⁰⁷, soit le facteur d'émission de CO₂¹⁰⁸;
- **des facteurs d'émission réels peuvent être utilisés en cas d'accord d'achat d'électricité**, si le facteur d'émission est déterminé selon la méthode décrite ci-dessus.

La détermination des facteurs d'émission spécifiques à l'aide d'instruments fondés sur le marché, comme des «garanties d'origine» ou des «certificats verts» pour les sources d'énergie renouvelable, etc., n'est pas autorisée.

¹⁰⁶ Une installation est reliée par un lien direct si elle est située sur le même site, ou si elle dépend du même exploitant, et en particulier si elle est reliée par une ligne de transmission directe de l'électricité à l'installation produisant les marchandises couvertes par le MACF.

¹⁰⁷ Le règlement MACF donne la définition suivante de «facteur d'émission pour l'électricité»: *la valeur par défaut, exprimée en équivalent CO₂, représentant l'intensité des émissions de l'électricité consommée lors de la production de marchandises.*

¹⁰⁸ Le règlement MACF donne la définition suivante de «facteur d'émission de CO₂»: *la moyenne pondérée de l'intensité de CO₂ correspondant à l'électricité produite à partir de combustibles fossiles au sein d'une région géographique; le facteur d'émission de CO₂ constitue le quotient des données d'émission de CO₂ du secteur de l'électricité par le chiffre de la production brute d'électricité reposant sur les combustibles fossiles dans la région géographique concernée; il est exprimé en tonnes de CO₂ par mégawattheure.*

6.7.4 Règles relatives à la production combinée de chaleur et d'électricité

La production combinée de chaleur et d'électricité, ou «cogénération», désigne la production simultanée de chaleur et d'électricité au cours d'un même processus intégré.

La chaleur produite par cogénération est récupérée sous forme d'eau chaude, de vapeur ou d'air chaud à des fins de consommation de chaleur utile¹⁰⁹, tandis que la puissance fournie est généralement de l'électricité (elle peut être mécanique). Étant donné qu'il s'agit d'un même processus combiné, la répartition des émissions entre la chaleur et l'électricité doit être calculée au moyen d'hypothèses et de formules afin d'attribuer les émissions à chaque matière sortante

L'encadré ci-dessous indique les références des sections pertinentes des annexes.

Références dans le règlement d'exécution

Annexe III, section C (Flux thermiques), C.1 (Règles de détermination de la chaleur mesurable nette) et C.2.2 (Facteur d'émission de la chaleur mesurable produite dans l'installation par cogénération).

Annexe III, section D (Électricité), D.3 (Règles pour déterminer les quantités d'électricité) et D.4.2 (Facteur d'émission de l'électricité produite dans l'installation par cogénération).

Annexe IX (Valeurs harmonisées de rendement de référence pour la production séparée d'électricité et de chaleur), tableaux 1 et 2.

Le règlement d'exécution donne une méthode pour attribuer les émissions liées à la cogénération aux processus de production, laquelle consiste à calculer les facteurs d'émission spécifiques pour les matières sortantes (chaleur et électricité) produites par cogénération¹¹⁰. Cette méthode est décrite ci-dessous, avec les informations nécessaires aux calculs.

Informations nécessaires pour attribuer les émissions liées à la cogénération aux processus de production

Pour calculer la répartition des émissions entre les matières sortantes (chaleur et électricité) produites par cogénération, vous devez rassembler les informations suivantes, selon le cas:

a) quantité totale de l'apport de combustible dans la cogénération au cours de la période de déclaration:

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

où:

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

¹⁰⁹ 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.

¹¹⁰ Les règles relatives à l'électricité s'appliquent également à la production d'énergie mécanique, le cas échéant.

AD_i ... représente les données d'activité (c.-à-d. les quantités consommées) des combustibles i [tonnes ou Nm^3];

NCV_i ... représente le pouvoir calorifique inférieur [TJ/t ou TJ/m^3] des combustibles i .

Ces paramètres sont faciles à obtenir si la surveillance des émissions directes se fait suivant la méthode fondée sur le calcul (voir section 6.5.1);

b) chaleur produite par cogénération: ici, le niveau d'activité correspond à la quantité nette de chaleur mesurable Q_{net} produite par cogénération (en TJ) au cours de la période de déclaration. La section 6.7.2 contient les règles de détermination des flux thermiques;

c) électricité produite par cogénération: ici, le niveau d'activité correspond à la quantité nette d'électricité (ou d'énergie mécanique, le cas échéant) [en TJ] produite par la cogénération au cours de la période de déclaration. La quantité nette d'électricité désigne la quantité d'électricité exportée (quittant les limites du système) de l'unité de cogénération, après déduction de l'électricité consommée en interne («charge résiduelle»);

d) émissions totales issues de la cogénération: il s'agit des émissions issues de l'apport de combustible dans la cogénération, ainsi que de la quantité d'émissions issues de l'épuration des gaz de combustion, en tonnes de CO_2 par an. La quantité totale d'émissions en t CO_2 est calculée à l'aide de l'équation suivante.

$$Em_{CHP} = \sum_i AD_i \cdot NCV_i \cdot EF_i + Em_{FGC} \quad (\text{Équation 37})$$

où:

Em_{CHP} ... représente les émissions issues de la cogénération au cours de la période de déclaration [t CO_2];

Em_{FGC} ... représente les émissions de procédé résultant de l'épuration des gaz de combustion [t CO_2];

pour AD_i , NCV_i et EF_i , voir le point a) ci-dessus;

e) rendements moyens de la production de chaleur et d'électricité au cours de la période de déclaration: ces valeurs adimensionnelles sont calculées à partir des matières entrantes visées aux points a) à c) ci-dessus, à l'aide des équations suivantes. Toutefois, si lesdites matières entrantes ne sont pas disponibles, il convient d'utiliser à la place les rendements présentés au point f).

$$\eta_{heat} = \frac{Q_{net}}{E_{In}} \quad \text{et} \quad \eta_{el} = \frac{E_{El}}{E_{In}} \quad (\text{Équations 38 et 39})$$

où:

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

Q_{net} ... représente la quantité nette de chaleur [TJ] produite au cours de la période de déclaration;

E_{In} ... représente l'apport énergétique [TJ] calculé conformément au point a) ci-dessus;

η_{el} ... représente le rendement moyen de la production d'électricité au cours de la période de déclaration;

E_{el} ... représente la quantité nette d'électricité [TJ] produite au cours de la période de déclaration, calculée conformément au point c) ci-dessus;

f) rendements à la conception ou les rendements standard: s'il n'est pas techniquement réalisable pour vous, en tant qu'exploitant, de déterminer séparément les rendements de la production de chaleur et d'électricité, ou si cela risque d'entraîner un coût excessif, faites appel aux valeurs fondées sur la **documentation technique du fabricant** (c'est-à-dire les **valeurs de conception**). En l'absence de telles valeurs, utilisez les valeurs standard prudentes d'un rendement de **55 % pour la chaleur** et de **25 % pour l'électricité** dans les calculs suivants;

g) rendements de référence: ces rendements sont utilisés dans le calcul des facteurs d'attribution des émissions. Les valeurs de rendement de référence utilisées correspondent à la production de chaleur dans une chaudière autonome et à la production d'électricité hors cogénération; En tant qu'exploitant, consultez les tableaux 1 et 2 de l'annexe IX du règlement d'exécution pour choisir le rendement de référence pour la production de chaleur et d'électricité par combustible approprié. Ces facteurs sont également présentés à l'Annex D du présent document;

h) facteurs d'attribution de la chaleur et de l'électricité sont ensuite calculés comme suit:

$$F_{CHP,Heat} = \frac{\eta_{heat}/\eta_{ref,heat}}{\eta_{heat}/\eta_{ref,heat} + \eta_{el}/\eta_{ref,el}} \quad (\text{Équation 40})$$

$$F_{CHP,El} = \frac{\eta_{el}/\eta_{ref,el}}{\eta_{heat}/\eta_{ref,heat} + \eta_{el}/\eta_{ref,el}} \quad (\text{Équation 41})$$

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);

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

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

i) facteurs d'émission spécifiques de la chaleur mesurable et de l'électricité produites par cogénération: les facteurs qui doivent être utilisés pour attribuer les émissions (directes et indirectes) aux processus de production sont calculés comme suit:

$$EF_{CHP,Heat} = Em_{CHP} \cdot F_{CHP,Heat} / Q_{net} \quad (\text{Équation 42})$$

$$EF_{CHP,El} = Em_{CHP} \cdot F_{CHP,El} / E_{El,prod} \quad (\text{Équation 43})$$

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;

$EF_{CHP,El}$... représente le facteur d'émission de la production d'électricité dans l'unité de cogénération, exprimé en t CO₂/TJ;

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

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

6.7.5 Règles relatives à l'énergie des gaz résiduaire et émissions correspondantes

Les gaz résiduaire résultent d'une combustion incomplète ou de réactions chimiques dans certains processus de production, en particulier dans le secteur de la sidérurgie; par exemple le gaz de cokerie, le gaz de haut-fourneau et le gaz de convertisseur à oxygène (ou «gaz de convertisseur»).

Ces gaz résiduaire sont un mélange de CO₂ et de carbone incomplètement oxydé, généralement du monoxyde de carbone (CO), parfois d'hydrogène (H₂) et d'autres gaz. Ils présentent donc une valeur énergétique qui peut être récupérée s'ils sont utilisés en tant que combustible et contiennent également des émissions «intrinsèques» résultant du processus de production.

L'encadré ci-dessous indique les références des sections pertinentes des annexes.

Références dans le règlement d'exécution

Annexe II (Modes de production des marchandises), sections 3.11 à 3.16 (Fonte, fer et acier).

Annexe III, sections B.4. (Exigences relatives aux données d'activité), B.5. (Exigences relatives aux facteurs de calcul pour le CO₂), B.8. (Exigences relatives aux transferts de CO₂ entre les installations), F. (Règles pour l'attribution d'émissions d'une installation à des marchandises).

Annexe VIII (Facteurs standard utilisés dans la surveillance des émissions directes se rapportant à l'installation).

La récupération et l'utilisation des gaz résiduaire en tant que combustibles pour produire de l'électricité ou de la chaleur sont préférables à la purge ou au brûlage, car elles permettent d'utiliser l'énergie efficacement et d'éviter les émissions qui seraient autrement produites par la combustion d'un autre combustible pour produire cette énergie.

Les sections suivantes traitent de la quantification de l'énergie et de l'attribution des émissions directes résultant des gaz résiduaire aux processus de production. Le traitement des torchères fait également l'objet d'un point spécial.

6.7.5.1 Déterminer les données d'activité pour les gaz résiduaire

Conformément à la définition donnée dans le règlement d'exécution, un gaz résiduaire doit réunir les trois conditions suivantes:

- contenir du carbone incomplètement oxydé – généralement sous la forme de CO;

- se trouver à l'état gazeux dans les conditions standard (à noter qu'il est possible qu'une partie des fractions organiques du flux de gaz résiduaire se condense dans ces conditions);
- résulter d'un des procédés énumérés dans la définition des émissions de procédé, en particulier: 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; 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.

Les gaz résiduaires récupérés sont soit utilisés dans le processus de production ou dans l'installation d'origine, soit transférés vers un processus de production ou vers une installation différente; dans les aciéries intégrées, par exemple, le gaz de haut-fourneau et le gaz de convertisseur peuvent être utilisés à la fois dans les processus en amont (la fabrication du coke, par exemple) et dans les processus en aval (le laminage, par exemple), ainsi que dans la production d'électricité.

Les processus industriels ne sont pas entièrement tributaires des gaz résiduaires et doivent également fonctionner de manière autonome; à cette fin, ils utilisent les gaz résiduaires de manière interchangeable avec d'autres combustibles, comme du gaz naturel.

Pour déterminer le volume de gaz résiduaire consommé par un processus de production, il convient de mesurer l'approvisionnement en gaz résiduaire.

6.7.5.2 Exigences de surveillance pour les gaz résiduaires et les torchères

Pour les gaz résiduaires, il convient de surveiller les facteurs de calcul (PCI, et facteur d'émission ou teneur en carbone) et le volume en normomètres cubes (Nm³) conformément à l'annexe III, sections B.4 et B.5, du règlement d'exécution. Les sections 6.5.1.3 et 6.5.1.4 contiennent les exigences applicables à l'un et l'autre cas. En outre, il y a lieu de tenir compte des règles relatives au choix des sources des meilleures données disponibles (section 6.4.4).

Torchères

En ce qui concerne les torchères, la surveillance doit porter sur le brûlage de routine et le brûlage lié à l'exploitation (interruptions, démarrages, arrêts, cas d'urgence) dans les processus de production qui utilisent des gaz résiduaires.

Pour calculer les émissions issues des gaz de torchère, tenez compte:

- des émissions des gaz brûlés à la torchère;
- des émissions résultant de la combustion des combustibles nécessaires à l'exploitation des torchères, à savoir la flamme pilote et les combustibles utilisés dans la combustion des gaz de torchère; et

- du **CO₂ intrinsèque**¹¹¹ dans le flux de gaz de torchère.

Lorsqu'une surveillance précise n'est pas techniquement réalisable ou entraînerait des coûts excessifs, un facteur d'émission de référence de **0,00393 t CO₂/Nm³** est utilisé¹¹².

6.7.5.3 Attribution des émissions directes

Les gaz résiduels peuvent être entièrement utilisés dans le même processus de production que celui dans lequel ils ont été produits ou peuvent être transférés au-delà des limites du système du processus de production qui a produit les marchandises. Lorsqu'ils ne sont pas utilisés dans le même processus de production, la formule donnée à la section 6.2.2.2 est appliquée pour calculer les émissions attribuées du processus de production.

6.8 Calcul des émissions intrinsèques des marchandises

La section 6.2.2 décrit la méthode utilisée pour attribuer des émissions se rapportant à l'installation aux processus de production, tandis que la section 6.2.2.3 donne la formule pour calculer les émissions intrinsèques des marchandises à partir de ces émissions attribuées. Il apparaît que, pour déterminer les émissions intrinsèques des marchandises, il y a lieu de définir d'autres paramètres. La présente section est structurée comme suit:

- la section 6.8.1 présente les règles relatives à la surveillance du type et de la quantité de marchandises couvertes par le MACF à l'effet de déterminer le «niveau d'activité» du processus de production;
- la section 6.8.2 contient des orientations sur la surveillance des données relatives aux précurseurs.

6.8.1 Règles relatives aux marchandises produites

Dans le prolongement de la section 6.2.2.3 ci-dessus, vous devez, en tant qu'exploitant, déterminer le niveau d'activité de chaque processus de production, c'est-à-dire la quantité de marchandises produites dans votre installation, au cours d'une période de déclaration donnée. Comme expliqué dans la section contenant les définitions (6.1.1), on obtient le niveau d'activité en additionnant les quantités de marchandises d'une même «catégorie agrégée de marchandises».

6.8.1.1 Quantité de marchandises produites

Le niveau d'activité (quantité produite) d'une marchandise produite dans votre installation est calculé comme la masse totale des marchandises quittant le processus de production et répondant à la description d'une catégorie agrégée de marchandises de la NC énumérée dans le règlement MACF. Sont visés aussi bien les produits finaux que les précurseurs utilisés pour la production d'autres marchandises.

¹¹¹ Le CO₂ qui entre déjà dans la composition d'un flux, voir la section 6.5.6.1.

¹¹² Le facteur de référence utilisé ici correspond à la combustion d'éthane pur et est utilisé comme variable représentative des gaz de torchère, en tant qu'estimation prudente.

Éviter la «double comptabilisation»

Pour éviter toute **double comptabilisation** de la production, seule la quantité de produit final quittant les limites du système du procédé de production est comptabilisée dans le niveau d'activité d'une catégorie agrégée de marchandises. Seuls les produits qui répondent aux spécifications requises, c'est-à-dire les produits commercialisables ou les produits utilisés en tant que précurseurs dans la même installation, sont pris en compte. Dès lors, sont exclus du niveau d'activité déclaré:

- les produits qui ne présentent pas la qualité voulue ou qui ne répondent pas à la spécification requise et qui sont réintroduits dans le même processus de production à des fins de retraitement;
- la ferraille, les sous-produits ou les déchets issus du processus de production, y compris lorsqu'ils sont envoyés vers une installation différente pour y être retraités ou éliminés.

Par conséquent, toutes les émissions attribuées du processus de production sont comptabilisées pour les marchandises commercialisables, tandis que les émissions intrinsèques des débris et des déchets sont considérées comme nulles, ce qui permet effectivement d'éviter la double comptabilisation. Sous l'angle environnemental, cela encourage à réduire la consommation des matières ou à éviter de produire des débris et des déchets, puisqu'un processus qui produit peu de débris se verra attribuer des émissions intrinsèques inférieures.

6.8.1.2 Exigences de surveillance

En tant qu'exploitant, vous devriez d'abord recenser toutes les marchandises produites dans votre installation, de même que leurs codes NC applicables. Mettez en place des procédures pour suivre la liste des marchandises et pour déterminer la quantité de marchandises produites par chaque processus de production. Consignez ces procédures par écrit dans la documentation relative à la méthode de surveillance de votre installation. Les points principaux sont présentés ci-après.

Suivi des marchandises

Il y a lieu d'établir et de réexaminer régulièrement la liste complète des produits (et des précurseurs) produits dans l'installation:

- les spécifications de produit des marchandises de la liste devraient être examinées pour les faire correspondre aux codes NC fournis à l'annexe I du règlement MACF et à l'annexe II, section 2, tableau 1, du règlement d'exécution (voir la section 5 du présent document);
- les marchandises de la liste doivent être correctement attribuées aux modes de production correspondant aux processus de production de l'installation;
- la liste des marchandises doit être mise à jour pour inclure toute nouvelle marchandise produite pour la première fois. Le code NC du nouveau produit doit être communiqué;
- si le nouveau produit relève d'une catégorie agrégée de marchandises qui jusque-là n'existait pas dans l'installation, vous devez, en tant qu'exploitant, définir un processus de production supplémentaire pour la surveillance distincte des émissions intrinsèques de cette marchandise, sauf si la méthode dite des «bulles»

vous permet d'inclure la nouvelle marchandise dans un processus de production existant (voir la section 6.3);

- les matières entrantes et sortantes et les émissions de la nouvelle marchandise produite doivent être attribuées au processus de production concerné.

Le réexamen doit également tenir compte du fait que l'apparition d'un nouveau type de marchandises peut modifier l'attribution existante des matières entrantes et sortantes et des émissions aux produits et aux précurseurs existants dans une installation. La documentation écrite relative à la méthode de surveillance devrait être adaptée dans les meilleurs délais et la surveillance suivant la méthode mise à jour doit débiter immédiatement.

Méthodes de détermination de la quantité de marchandises

En principe, les mêmes méthodes que pour la surveillance des données d'activité des flux s'appliquent à la quantification des marchandises produites. La section 6.5.1.3 contient des informations plus complètes à ce sujet. Les règles de sélection des sources des meilleures données disponibles (section 6.4.4) s'appliquent.

Les quantités de marchandises produites et vendues étant généralement des éléments essentiels dans le rapport financier d'une entreprise, ces données devraient être obtenues dans le cadre du MACF sans effort supplémentaire. Les exploitants doivent veiller à ce que les données MACF concordent avec les rapports financiers vérifiés et utiliser ces rapports pour corroborer leur calcul des émissions intrinsèques.

Surveiller la qualité des marchandises

En fonction du secteur industriel et des marchandises produites, d'autres paramètres doivent être déclarés par l'importateur de l'UE dans le rapport MACF trimestriel. Vous devez donc, en tant qu'exploitant, être en mesure de fournir les informations nécessaires à l'importateur. Ces exigences de déclaration supplémentaires sont précisées pour chaque secteur à la section 7. Certains de ces paramètres nécessitent des informations sur la qualité des produits, par exemple la quantité de clinker dans le ciment, la quantité de certains éléments d'alliage dans l'acier, la quantité de ferraille utilisée pour produire de l'acier et de l'aluminium, la concentration en acide nitrique ou en ammoniac hydre, ou encore la teneur en différentes formes d'azote dans les engrais mélangés.

S'agissant d'informations qualitatives, en principe les règles relatives aux facteurs de calcul présentées à la section 6.5.1.4 s'appliquent. Cela signifie qu'il peut être nécessaire de procéder à des analyses de laboratoire, le cas échéant. Or, dans de nombreux cas, de telles analyses sont de toute façon effectuées dans le cadre du contrôle de qualité de la production visant à faire respecter le cahier des charges du client. Il est parfois plus approprié de calculer les paramètres requis à l'aide d'un bilan massique des matières entrantes. On considère néanmoins que la détermination des paramètres requis ne devrait pas demander trop d'effort. Les méthodes suivies doivent figurer dans la documentation relative à la méthode de surveillance et être régulièrement réexaminées.

À noter qu'il est possible de différencier les marchandises par leur qualité et que la déclaration permet aux exploitants de fournir aux importateurs des données à un niveau plus précis que les simples codes NC. Si vous vendez des engrais mélangés de trois qualités différentes, par exemple, vous pourriez déclarer trois marchandises distinctes relevant du même code NC, mais dont les émissions intrinsèques et les données sur la composition ne sont pas les mêmes, dans le modèle de communication que vous

transmettez aux importateurs de l'UE. En règle générale, les exploitants peuvent utiliser la moyenne annuelle de la qualité mesurée pour l'ensemble du processus de production dans la déclaration relevant d'un même code NC. Éventuellement, si l'exploitant a la possibilité d'effectuer une surveillance plus détaillée, une surveillance «par produit» est encouragée.

6.8.2 Règles de surveillance des données relatives aux précurseurs

Pour calculer les émissions intrinsèques des marchandises complexes conformément à la méthode décrite à la section 6.2.2.3, il convient d'ajouter les émissions intrinsèques des précurseurs aux émissions directes et indirectes attribuées au processus de production. Les règles suivantes s'appliquent:

- lorsque des précurseurs pertinents sont produits dans la même installation et suivant le même processus de production, selon une méthode dite des «bulles» (voir la section 6.3), il n'est pas nécessaire de procéder à une surveillance et à des calculs séparés. Seuls les précurseurs issus d'autres processus de production ou obtenus auprès d'autres installations doivent être surveillés;
- lorsqu'un précurseur pertinent est produit dans la même installation, mais suivant un processus de production différent du processus de production de la marchandise complexe:
 - il convient de déterminer la quantité de précurseur pertinent consommée par chaque processus de production de la marchandise complexe dans l'installation;
 - les émissions intrinsèques directes et indirectes spécifiques du précurseur doivent faire l'objet d'un calcul séparé et correspondent à la moyenne de la période de déclaration;
- pour les précurseurs pertinents obtenus auprès d'autres installations:
 - la quantité de précurseur consommée et les émissions intrinsèques directes et indirectes doivent être déterminées ou comptabilisées séparément, pour chaque installation dont provient le précurseur pertinent;
 - l'exploitant de l'autre installation qui fournit le précurseur doit communiquer les émissions intrinsèques directes et indirectes spécifiques du précurseur. Dans un souci d'exhaustivité des données, les producteurs du précurseur devraient utiliser le modèle de communication facultatif présenté dans la section 6.11 pour déclarer les données sur le précurseur fourni;
 - néanmoins, si ces données sont peu probantes, les valeurs par défaut peuvent être utilisées pour calculer les émissions intrinsèques totales correspondant à la quantité de précurseur consommée, si et seulement si les précurseurs contribuent pour 20 % ou moins aux émissions intrinsèques totales (voir la section 6.9).

Si un précurseur est obtenu auprès d'autres installations, vous devez, en tant qu'exploitant produisant une marchandise complexe, demander les informations suivantes au producteur du précurseur, conformément à l'annexe III, section E:

- le pays d'origine des marchandises importées;
- 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 exacte et sa transcription anglaise, et
- les coordonnées géographiques de l'installation;
- le mode de production utilisé tel que défini à la section 3 de l'annexe II du règlement d'exécution;
- les valeurs des paramètres spécifiques applicables requis pour déterminer les émissions intrinsèques, telles qu'énumérées à la section 2 de l'annexe IV du règlement d'exécution;
- 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. Lorsque les précurseurs obtenus auprès d'une autre installation ont été produits au cours de différentes périodes de déclaration, il convient d'utiliser les valeurs moyennes des émissions intrinsèques spécifiques de la période de déclaration la plus récente disponible;
- la date de début et de fin de la période de déclaration utilisée par l'installation auprès de laquelle le précurseur a été obtenu;
- les informations relatives au prix du carbone dû pour le précurseur, le cas échéant.

Utilisez le modèle de communication de la Commission pour avoir la certitude, automatiquement, que ces données sont complètes.

6.9 Utilisation des facteurs par défaut et autres méthodes

Si, en tant qu'exploitant, vous ne disposez pas de toutes les données nécessaires au calcul des émissions intrinsèques, il vous incombe de combler ces lacunes dans les données en utilisant les meilleures données disponibles ou une méthode d'estimation. En cas de lacunes mineures dans les données relatives à votre installation (par exemple une analyse manquante pour un lot de combustibles), prévoyez une méthode d'estimation appropriée dans la documentation relative à la méthode de surveillance (voir la section 6.9.3).

Pour les autres cas, il existe pour les **émissions indirectes et directes spécifiques** des marchandises et des précurseurs des «**valeurs par défaut**» que vous pouvez utiliser en tant qu'exploitant pour les précurseurs achetés dans certaines conditions (voir la section 6.9.1) et qui peuvent également servir aux déclarants de l'UE pendant une durée limitée au début de la période transitoire. À cela s'ajoutent les valeurs par défaut relatives aux **facteurs d'émission de l'électricité** mises à disposition par la Commission pour calculer les émissions indirectes (voir la section 6.9.2).

Par ailleurs, vous disposez peut-être déjà d'un système de surveillance et de déclaration des émissions de GES et vous devez préparer la transition vers l'application intégrale de la méthode MACF présentée dans le règlement d'exécution (c'est-à-dire mettre en place les méthodes décrites à la section 6 du présent document). Si vous êtes dans cette situation, consultez les orientations à la section 6.9.4.

6.9.1 Valeurs par défaut des émissions intrinsèques spécifiques

Les valeurs par défaut des facteurs d'émission ont été calculées par la Commission (aussi bien pour les émissions directes que pour les émissions indirectes, le cas échéant) par code NC. Elles sont publiées sur le site web de la Commission européenne consacré au MACF:

- les valeurs par défaut fournies au niveau du code NC à 4 chiffres s'appliquent à toutes les marchandises qui rentrent dans cette catégorie de code à 4 chiffres (quels que soient les chiffres qui suivent);
- les valeurs par défaut fournies au niveau du code NC à 6 chiffres s'appliquent à toutes les marchandises qui rentrent dans cette catégorie de code à 6 chiffres;
- les valeurs par défaut fournies au niveau du code NC à 8 chiffres s'appliquent seulement à la marchandise désignée par ce code à 8 chiffres – dans la plupart des cas, les codes à 8 chiffres se retrouvent dans le secteur de la sidérurgie, où ils désignent la gamme des différents modes de production et éléments d'alliage utilisés;
- il n'est pas rare que la même valeur par défaut s'applique à plusieurs codes NC.

Ces valeurs par défaut peuvent être utilisées pour les émissions intrinsèques directes ou indirectes spécifiques des précurseurs qui sont utilisés comme matières entrantes et consommés au cours du processus de production pour les autres marchandises couvertes par le MACF, lorsque l'intensité des émissions réelles pour ces précurseurs n'est pas connue. C'est généralement le cas lorsque le fournisseur du précurseur ne communique pas les données pertinentes dans le délai requis.

L'article 4, paragraphe 3, et l'article 5 du règlement d'exécution **prévoient des limites à l'utilisation des valeurs par défaut:**

- aucune limite quantitative jusqu'au 31 juillet 2024 (c'est-à-dire dans les trois premiers rapports MACF trimestriels). Les importateurs de l'UE sont donc autorisés à utiliser ces valeurs pour satisfaire aux exigences du MACF, au cas où les exploitants des installations produisant des marchandises couvertes par le MACF ne transmettraient pas les données nécessaires en temps voulu. Cette règle vous permet, en tant qu'exploitant, de combler les lacunes dans les données relatives aux précurseurs achetés que vous communiquez aux importateurs pour la même période;
- aucune limite de temps, mais une limite quantitative: pour les marchandises complexes, jusqu'à 20 % des émissions intrinsèques totales peuvent être déterminées à l'aide d'estimations. L'utilisation des valeurs par défaut fournies par la Commission équivaut à une «estimation». Vous disposez ainsi, en tant qu'exploitant, de deux possibilités pour simplifier la surveillance dans votre installation:
 - si vous produisez des marchandises complexes et achetez des précurseurs qui contribuent pour moins de 20 % aux émissions intrinsèques totales, vous pouvez utiliser les valeurs par défaut au lieu de demander au fournisseur de transmettre les données pertinentes;
 - si les précurseurs sont responsables de la majorité des émissions intrinsèques de votre produit (par exemple si vous achetez des profilés en acier pour produire des vis et des écrous), vous pouvez utiliser des «estimations» pour votre propre processus de production, à condition de

recevoir de la part des producteurs des précurseurs des données fiables sur leurs émissions intrinsèques et que votre propre processus de production ne contribue pas pour plus de 20 % aux émissions intrinsèques totales. Dans ce cas, pour «estimer» vos propres émissions, vous pourriez recourir aux méthodes de surveillance disponibles avec d'autres systèmes de surveillance, de déclaration et de vérification, si les méthodes présentées à l'annexe III du règlement d'exécution sont trop contraignantes pour votre installation.

Les participants qui souhaitent utiliser les valeurs par défaut proposées par la Commission doivent savoir que ces valeurs sont définies à un niveau d'intensité des émissions relativement élevé. Par conséquent, il pourrait être plus avantageux d'utiliser les valeurs réelles des précurseurs, lorsqu'elles sont disponibles. En outre, les valeurs par défaut peuvent servir à vérifier la plausibilité de vos données réelles, car ces valeurs sont des valeurs moyennes globales déterminées sur la base de sources publiquement accessibles.

6.9.2 Facteurs d'émission par défaut pour l'électricité du réseau

En ce qui concerne les règles relatives à l'utilisation de valeurs par défaut pour le facteur d'émission du réseau électrique aux fins du calcul des émissions intrinsèques indirectes, voir la section 6.7.3.2.

6.9.3 Lacunes mineures dans les données de surveillance de l'installation

Si des lacunes sont constatées dans les données relatives aux activités quotidiennes de surveillance des émissions au sein de l'installation, le règlement d'exécution dispose que les données de substitution consistent en des estimations prudentes, c'est-à-dire des données permettant de garantir que les émissions ne sont pas sous-estimées et les niveaux d'activité (données relatives à la production) pas surestimés. Vous pouvez vous référer aux indications suivantes:

- si un facteur de calcul est manquant dans une méthode fondée sur le calcul (parce qu'un échantillon n'a pas été prélevé à temps ou qu'aucune analyse de laboratoire n'a été faite, par exemple), vous le remplacerez facilement par une valeur standard (voir la section 6.5.1.4);
- si une donnée d'activité (section 6.5.1.3) est manquante (parce qu'un camion n'a pas été pesé, par exemple), il peut être judicieux d'utiliser la masse moyenne des chargements similaires au cours de la même période de déclaration, et d'y ajouter un supplément (un écart type, par exemple) pour obtenir une estimation prudente;
- si un instrument de mesure ne fonctionne pas correctement, remplacez-le dès que possible. En attendant, utilisez à la place un instrument disponible offrant une plus grande incertitude. Si aucun instrument n'est disponible, remplacez les données manquantes par des estimations prudentes. En ce qui concerne les débitmètres, vous pouvez utiliser un débit moyen déterminé au cours de la même période de déclaration et y ajouter un supplément (un écart type, par exemple) pour obtenir une estimation prudente. Dans les autres cas, comme la mesure de la chaleur, utilisez une estimation fondée sur l'efficacité énergétique du processus déterminée au cours de la période de déclaration, majorée d'un petit supplément;

- consignez la méthode choisie pour combler les lacunes dans les données dans la documentation relative à la méthode de surveillance, pour une utilisation ultérieure. En outre, passez la documentation en revue régulièrement afin de définir les options disponibles et éviter d'autres lacunes similaires à l'avenir (veillez, par exemple, à avoir des unités de réserve en stock pour chaque instrument de mesure indispensable).

6.9.4 *Utilisation transitoire d'autres systèmes de surveillance et de déclaration des GES*

Quand le MACF a été introduit, de nombreux exploitants et installations dans le monde avaient déjà mis en place des systèmes de surveillance et de déclaration de leurs émissions de GES à des fins diverses, telles que la détermination de l'empreinte carbone de leur entreprise ou de leur produit, divers systèmes d'information sur la responsabilité des entreprises ou des systèmes de tarification du carbone tels que les taxes sur le CO₂, les systèmes d'échange de quotas d'émission ou les marchés volontaires du carbone. Bien que ces systèmes de déclaration partagent certains principes¹¹³, ils se distinguent par de nombreux détails techniques. Néanmoins, ils constituent un bon point de départ pour préparer les exploitants à appliquer les règles de surveillance détaillées prévues dans la législation relative au MACF au terme d'une période de transition. Le règlement d'exécution prévoit les limites suivantes à l'utilisation d'autres systèmes de surveillance, de déclaration et de vérification:

- **jusqu'au 31 juillet 2024** (c'est-à-dire les trois premiers rapports MACF trimestriels), «d'autres méthodes pour déterminer les émissions» peuvent être utilisées. Ainsi qu'il a été précisé à la section 6.9.2, l'utilisation de valeurs par défaut figure parmi ces méthodes, mais ce n'est pas la seule option. D'autres systèmes de surveillance, de déclaration et de vérification provenant d'autres SEQE et systèmes de déclaration tels que le protocole des GES (au niveau de l'installation ou du produit), la déclaration selon la norme ISO 14065 ou la norme ISO 14004, sont également applicables. Pour garantir la même couverture des émissions intrinsèques qu'au titre du MACF, il peut être nécessaire d'ajuster les données sur les émissions et ces ajustements sont recommandés (voir ci-dessous);
- **jusqu'au 31 décembre 2024**, les méthodes de surveillance et de déclaration suivantes peuvent être utilisées, **si elles permettent d'obtenir une couverture et une précision des données d'émission comparables** à celles des règles de surveillance énoncées dans le règlement d'exécution:
 - a) un système de tarification du carbone à l'endroit où est située l'installation, ou
 - b) un système obligatoire de surveillance des émissions à l'endroit où est située l'installation, ou

¹¹³ Les règles de détermination des émissions intrinsèques des marchandises couvertes par le MACF sont bâties sur celles du SEQE de l'UE, de manière à garantir un prix du carbone équivalent. Le SEQE de l'UE, quant à lui, fonde son système de surveillance, de déclaration et de vérification sur les lignes directrices du GIEC et sur les normes industrielles qui étaient en vigueur au moment de sa conception. C'est pourquoi il existe une grande compatibilité entre de nombreux régimes de tarification du carbone et systèmes de surveillance, de déclaration et de vérification. Néanmoins, pour couvrir les mêmes émissions que le SEQE de l'UE, les règles du MACF prévoient certaines limites du système, lesquelles ne sont pas tout à fait compatibles avec d'autres règles en matière de surveillance, de déclaration et de vérification, comme le protocole des GES et certaines normes ISO.

- c) un système de surveillance des émissions dans l'installation, pouvant comporter une vérification par un vérificateur accrédité;
- **à partir du 1^{er} janvier 2025**, la seule méthode autorisée pour s'écarter des règles de surveillance du MACF est celle des «estimations», le plafond se situant à 20 % des émissions intrinsèques totales d'une marchandise couverte par le MACF. Cette méthode comprend l'utilisation de valeurs par défaut, mais également les autres estimations ou les systèmes de surveillance, de déclaration et de vérification mentionnés pour la période antérieure au 1^{er} janvier 2025, à condition de respecter le plafond de 20 %.

Le point a) fait particulièrement référence aux taxes carbone et aux systèmes d'échange de quotas d'émission soumis aux règles d'organismes gouvernementaux, comme le SEQE du Royaume-Uni, le SEQE coréen et d'autres systèmes d'échange de quotas d'émission nationaux ou régionaux (obligatoires) existants ou à venir. Le point b) renvoie aux obligations légales de déclarer les données sur les émissions, comme le programme de déclaration des GES de l'Agence de la protection de l'environnement américaine, ou les systèmes de surveillance, de déclaration et de vérification utilisés en prévision de la mise en place d'un système d'échange de quotas d'émission. Le point c) englobe les projets au niveau de l'installation, comme les projets relevant du MDP au sein des installations.

Lorsque, en tant qu'exploitant, vous décidez d'utiliser ces autres méthodes de surveillance, fournissez à l'importateur des informations sur le système de surveillance, de déclaration et de vérification que vous utilisez, car le déclarant est tenu de fournir des «informations supplémentaires et une description de la base méthodologique des règles utilisées pour déterminer les émissions intrinsèques» dans le rapport MACF trimestriel.

Ajustement des émissions de GES couvertes par d'autres systèmes de surveillance

Comme indiqué dans le Table 6-1 (page 99), les régimes de surveillance des émissions de GES peuvent avoir un champ d'application différent de celui du MACF. Les ajustements suivants, en particulier, peuvent être nécessaires lorsqu'un exploitant applique les règles d'un système de surveillance différent de celui visé dans le règlement d'exécution:

- si le système de surveillance en vigueur ne s'applique qu'aux données sur les émissions se rapportant à l'installation, les données en question satisfont uniquement aux impératifs de l'annexe III, section B, du règlement d'exécution (voir la section 6.5 du présent document pour les émissions directes) et de l'annexe III, section D (section 6.6 du présent document), pour les émissions indirectes. Des données supplémentaires sont donc nécessaires pour déterminer les émissions attribuées au niveau du processus de production, conformément à l'annexe III, section F, du règlement d'exécution (voir les sections 6.2.2 et 6.7 du présent document);
- lorsque le système de surveillance en vigueur permet d'obtenir des émissions de GES spécifiques par tonne de produit, il peut être nécessaire d'ajouter les émissions des précurseurs, ou de déduire les émissions déterminées dans le cadre d'une empreinte carbone, mais non couvertes par le MACF (les émissions résultant du transport par exemple). La tâche peut se compliquer lorsque le système de surveillance en question repose sur l'utilisation de bases de données ACV (analyse du cycle de vie) ou de valeurs admises dans la littérature qui ne fournissent pas d'informations transparentes sur les limites du système des émissions de GES;

- en vertu du MACF, les émissions intrinsèques directes et indirectes doivent être déclarées séparément pendant la phase transitoire. Lorsqu'un système de surveillance ne permet d'obtenir que des émissions de GES agrégées des deux sortes, les données ne peuvent être utilisées dans le cadre du MACF, sauf si les données sous-jacentes sont suffisamment détaillées pour pouvoir différencier les émissions directes et indirectes.

6.10 Déclarer le prix effectif du carbone dû

Pour garantir l'égalité de traitement entre les marchandises produites dans différentes installations situées dans différents États ou territoires, vous devez, en tant qu'exploitant d'installation, informer l'importateur du **prix effectif du carbone**¹¹⁴ dû à l'endroit où les marchandises couvertes par le MACF sont produites, avant que l'obligation découlant du MACF ne puisse être déterminée pour les marchandises produites couvertes par le MACF.

Le «**prix effectif du carbone**» correspond au prix réel par tonne dû pour les processus de production de l'installation ainsi que pour les précurseurs pertinents utilisés dans la production et tient compte des éléments suivants:

- le prix réel d'une tonne équivalent CO₂ dans le système de tarification du carbone applicable dans l'État ou le territoire;
- les émissions du processus de production couvertes dans le système de tarification du carbone (directes, indirectes, types de GES, etc.);
- les «rabais»¹¹⁵ éventuellement applicables, c'est-à-dire la quantité de quotas alloués à titre gratuit (pour un SEQE) ou toute aide financière, compensation ou autre forme de rabais accordée dans cet État ou territoire, par tonne de produit pertinent aux fins du MACF; et
- pour les marchandises complexes, le prix du carbone dû (déduction faite des rabais éventuels) de tout précurseur pertinent consommé au cours du processus de production.

Au cours de la période transitoire, cette déclaration est obligatoire pour les importateurs; en revanche, pendant la période définitive, la divulgation de cette information par les importateurs ouvrira droit à un **rabais du montant dont devrait sinon s'acquitter** la personne soumise à l'obligation découlant du MACF.

Si votre installation est soumise à un prix du carbone, vous devrez obtenir des informations sur le prix du carbone dû avant que l'obligation découlant du MACF ne soit déterminée, de manière à pouvoir l'attribuer aux processus de production et aux catégories de

¹¹⁴ Le règlement MACF donne la définition suivante de «prix du carbone»: *le montant monétaire payé dans un pays tiers, dans le cadre d'un programme de réduction des émissions de carbone, sous la forme d'un impôt, d'une taxe ou d'une redevance ou sous la forme de quotas d'émission dans le cadre d'un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre, calculé sur les gaz à effet de serre couverts par une telle mesure et émis lors de la production de marchandises.*

¹¹⁵ Le règlement d'exécution donne la définition suivante de «rabais»: *toute réduction, sous une forme monétaire ou sous une autre forme, du montant dû ou acquitté par une personne redevable d'un prix du carbone, avant ou après paiement de celui-ci.*



marchandises couvertes par le MACF de la même manière que vous attribuez des émissions aux marchandises.

Si un système de tarification du carbone est en vigueur dans le pays (ou la région ou un territoire plus petit) où est située votre installation, le prix réel par tonne de CO₂ dont vous vous êtes déjà acquitté doit être surveillé et les informations y relatives doivent être communiquées aux importateurs pour être incluses dans leur rapport MACF trimestriel.

Consignez la procédure de surveillance et de calcul du prix effectif du carbone dans la documentation relative à la méthode de surveillance; en outre, si des précurseurs pertinents obtenus auprès d'une autre installation sont utilisés dans le processus de production, il vous faudra obtenir les mêmes informations auprès du fournisseur de chaque précurseur.

Le prix du carbone dû peut être attribué à un processus de production et à une catégorie agrégée de marchandises de la même manière que sont calculées les émissions intrinsèques spécifiques, et devrait être **exprimé en euros par tonne de marchandise couverte par le MACF**. Ce calcul s'effectue comme suit:

- déterminez la quantité totale d'émissions émises et le prix du carbone; à partir de ces données, calculez le prix du carbone dû total au cours de la période de déclaration. Effectuez ce calcul au niveau du processus de production¹¹⁶;
- divisez le prix du carbone dû total par la quantité de marchandises couvertes par le MACF (en tonnes) produites par processus de production pour obtenir le prix par tonne de marchandise MACF.

Pour les marchandises complexes, si des précurseurs pertinents sont consommés au cours du processus de production, le prix du carbone dû par le fournisseur devrait être ajouté au prix déterminé pour la marchandise complexe couverte par le MACF, et le prix du carbone ainsi calculé.

Si le fournisseur du précurseur ne fournit pas les informations demandées, vous devez considérer que le prix du carbone dû pour le précurseur est égal à zéro.

Les deux grands types de système de tarification du carbone en vigueur sont le **système d'échange de quotas d'émissions (SEQE)** ou un **prix du carbone sous la forme d'un impôt, d'une taxe ou d'une redevance**. Pour ces systèmes, les exploitants devraient déclarer les informations suivantes:

- **prix du carbone dans le cadre d'un système d'échange de quotas d'émission (SEQE):**
 - le prix moyen annuel des quotas/certificats pour une tonne métrique équivalent CO₂ dans la devise applicable;

¹¹⁶ Partant du principe que toutes les émissions couvertes par le MACF sont également soumises au prix du carbone, répartissez simplement le prix du carbone dû au niveau de l'installation proportionnellement à la répartition des émissions entre les processus de production. Néanmoins, si le prix du carbone ne s'applique qu'à une partie des émissions couvertes par le MACF (si les émissions de procédé ne sont pas soumises à une taxe sur les combustibles uniquement, par exemple), optez pour une méthode plus appropriée, comme une répartition par flux.

- des précisions sur les règles du SEQE¹¹⁷, notamment s’il s’applique aux émissions directes et/ou indirectes;
 - les émissions totales pour lesquelles vous avez dû restituer des quotas ou des certificats;
 - le nombre total de quotas ou de certificats que vous avez reçus gratuitement, dans le cadre d’une «allocation à titre gratuit»;
 - la différence entre les émissions et l’allocation à titre gratuit. Si cette dernière est plus importante que les émissions, le prix du carbone dû déclaré est égal à zéro;
- **prix du carbone sous la forme d’un impôt, d’une taxe ou d’une redevance:**
 - le montant moyen annuel de l’impôt, de la taxe ou de la redevance pour une tonne métrique équivalent CO₂ dans la devise applicable. Si le montant est différent, en cas de combustibles différents utilisés par exemple, il convient de déterminer un taux moyen pondéré correspondant à la combinaison de combustibles utilisée dans votre installation pour chaque période de déclaration;
 - des précisions sur les règles applicables¹¹⁷ à l’impôt, la taxe ou la redevance, notamment s’il s’applique aux émissions directes et/ou indirectes, à des processus ou à des combustibles spécifiques, etc.;
 - les émissions totales pour lesquelles vous avez dû payer le prix du carbone au titre de l’impôt, de la taxe ou de la redevance;
 - le rabais éventuel dont vous avez pu bénéficier sur l’impôt, la taxe ou la redevance;
 - la taxe totale payée sur le carbone. Si le rabais dépasse la quotité de la taxe avant son application (ou remboursement), le prix du carbone dû déclaré doit être égal à zéro.

D’autres types de système de tarification du carbone sont possibles, comme le financement de l’action climatique sur la base des résultats (*Results-Based Climate Finance*, RBCF), mais ils ne sont pas courants dans les secteurs industriels et ne sont pas couverts par la législation relative au MACF.

Le taux de change entre la devise applicable pour le prix du carbone dû et l’euro qui sera automatiquement appliqué dans le registre transitoire MACF après le dépôt du rapport MACF par le déclarant sera le taux de change moyen annuel de l’année précédente.

Au cours de la période transitoire, les importateurs communiquent des informations sur le **prix du carbone dû** et sur les **produits couverts par le MACF auxquels s’applique ce prix**, conformément aux informations qu’ils ont reçues des exploitants qui produisent les marchandises couvertes par le MACF.

¹¹⁷ Les importateurs devront fournir une description et une indication de l’acte juridique – c’est-à-dire en donner la référence, idéalement sous forme de lien internet. Par conséquent, vous devriez en faire de même.

6.11 Modèle de déclaration

Cette section explique comment, en tant qu'exploitant, vous devez comptabiliser et déclarer la production et les émissions intrinsèques au cours de la période transitoire du MACF. À noter qu'en tant qu'exploitant, vous n'êtes tenu par aucune obligation de déclaration formelle comme dans les autres systèmes de tarification du carbone; vous devez seulement *communiquer* les données sur les émissions aux importateurs de vos marchandises dans l'UE. L'encadré ci-dessous indique les principales sections du règlement d'exécution qui sont applicables en matière de déclaration pendant la période transitoire du MACF.

Références dans le règlement d'exécution

Annexe II, section 1 (Définitions).

Annexe III, section F (Règles pour l'attribution d'émissions d'une installation à des marchandises).

Annexe III, section I (Communication des données par l'exploitant aux fins de leur utilisation par le déclarant dans le rapport MACF).

Valeurs par défaut pour le calcul des émissions intrinsèques, déterminées par la Commission et publiées sur son site web consacré au MACF.

Les exploitants d'installation sont responsables de la surveillance et de la déclaration des émissions intrinsèques des marchandises qu'ils produisent et exportent vers l'UE (importateurs). Les importateurs ou «déclarants» doivent déclarer les émissions intrinsèques des marchandises importées tous les trimestres au cours de la période transitoire.

L'annexe IV du règlement d'exécution présente le contenu de la «**communication des données relatives aux émissions**» recommandée des exploitants aux déclarants. Les déclarants utilisent les informations contenues dans cette communication pour compléter leurs rapports MACF dans le registre transitoire MACF. L'annexe I du règlement d'exécution présente la structure du rapport MACF.

La Commission a préparé une **version électronique** du modèle de **communication des données relatives aux émissions**, sous la forme d'un tableur, pour vous aider, en tant qu'exploitant, à **partager avec les déclarants les données utiles sur les émissions intrinsèques**. La *Figure 6-6* illustre ce modèle, tandis que le tableur est disponible sur le site web de la Commission européenne consacré au MACF.

Figure 6-6: modèle facultatif de communication électronique des données – table des matières

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
2				Navigation Area:		Table of contents		Further Guidance		Summary Processes		Summary Products	
3	Table of contents												
4													
6	Sheet "Table of contents"												
7													
8	a. Sheet "Table of contents"												
9													
10	b. Sheet "Guidelines & conditions"												
11													
12	A. Sheet "A_InstData" - General information, production processes and purchased precursors												
13	1 Reporting period												
14	2 About this report												
15	3 Verifier of this report, if applicable												
16	4 Aggregated goods categories and relevant production processes												
17	5 Purchased precursors												
18													
19	B. Sheet "B_EmInst" - Installation's emission at source stream and emission source level												
20	1 Source Streams (excluding PFC emissions)												
21	2 PFC Emissions												
22	3 Emissions Sources (Measurement-Based Approaches)												
23													
24	C. Sheet "C_Emissions&Energy" - Installation-level GHG emissions and energy consumption												
25	1 Fuel balance												
26	2 Greenhouse gas emissions balance												
27													
28	D. Sheet "D_Processes" - Production level and attributed emissions for SEE calculation												
29	1 Data input for the determination of the specific embedded emissions												
30													
31	E. Sheet "E_PurchPrec" - Purchased precursors for SEE calculation												
32	1 Data input for the determination of the specific embedded emissions												
33													
34	F. Sheet "F_Tools" - Tools for facilitating reporting												
35	1 Cogeneration Tool												
36	2 Tool for calculation of the carbon price paid												
37													
38	G. Sheet "G_FurtherGuidance" - Further guidance on specific sections in this template												
39	1 General guidance												
40	2 Source streams and emission sources												
41	3 Attribution of emissions to production processes												
42	4 Summary of products												
43													
44													
45	The following two sheets summarise the results at process and product level, respectively:												
46	Summary of production processes												
47	Summary of products												
48													
49	The following sheet summarises the main information to be communicated to the reporting declarant:												
50	Communication with reporting declarant												
51													
52													
53													
54	Language version: English Version (Original)												
55	Reference filename: CBAM SEE Communication_UBA_en_200723.xls												
56													
57	Information about this file:												
58	Installation name: Test installation												
59	Reference period: from: 01.01.2023 to: 31.12.2023												

Les grandes caractéristiques du modèle sont les suivantes:

- navigation intuitive et calcul automatique des émissions intrinsèques couvertes par le MACF à partir des données saisies, avec indication de la manière dont les émissions attribuées ont été calculées pour chaque processus de production;
- couverture des informations visées dans les parties 1 et 2 du rapport des exploitants, indication des données qui doivent être communiquées par les déclarants dans le rapport MACF et des données facultatives, et fourniture de conseils sur la manière d'utiliser le modèle et sur les différents calculs réalisés;
- outils pour simplifier la déclaration, pour répartir les émissions entre la chaleur et l'électricité en cas de production combinée de chaleur et d'électricité et pour calculer le prix du carbone dû;
- fiches récapitulatives contenant les principales informations sur les processus de production et sur les produits qui doivent être communiqués au déclarant aux fins des rapports MACF.

6.11.1 Déclarations par les exploitants

Le modèle de communication des données relatives aux émissions destiné aux exploitants est composé de deux parties: la première contient toutes les informations nécessaires dont le déclarant a besoin pour rédiger son rapport MACF; la deuxième, facultative, contient

une mesure d'**amélioration recommandée** qui vise à **améliorer la transparence** des données déclarées dans la première partie. Le tableau *Table 6-3* ci-dessous donne une description générale de ce contenu.

Tableau 6-3: contenu de la «communication des données relatives aux émissions» recommandée des exploitants aux déclarants

Modèle	Synthèse des informations requises au cours de la période transitoire
Partie 1 Informations générales	<p>– Cette partie contient les données à communiquer au déclarant.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Données sur l'installation, y compris l'identification de l'installation de l'exploitant et le lieu où elle est établie, et coordonnées du représentant autorisé de l'exploitant. – Les processus et les modes de production pour chacune des catégories agrégées de marchandises dans l'installation. – Pour chacune des catégories agrégées de marchandises ou pour chacune des marchandises énumérées séparément pour chaque code NC: <ul style="list-style-type: none"> – les émissions intrinsèques directes et indirectes spécifiques de chaque marchandise; pour les émissions intrinsèques indirectes spécifiques, des informations sur la méthode par laquelle le facteur d'émission a été déterminé, et la source d'information utilisée; – des informations relatives à la qualité des données et aux méthodes utilisées (méthode fondée sur le calcul, méthode fondée sur la mesure, autre méthode) pour déterminer les émissions intrinsèques, en particulier si elles l'ont été entièrement sur la base de la surveillance, ou si des valeurs par défaut ont été utilisées; – si des valeurs par défaut ont été utilisées au lieu des données réelles, une description succincte des motifs; – des informations sur les paramètres sectoriels complémentaires à déclarer pour les marchandises produites, si nécessaire; et – le cas échéant, des informations relatives au prix du carbone dû et, pour des précurseurs obtenus auprès d'autres installations, séparément par pays d'origine.
Partie 2 Informations facultatives	<p>– Cette partie apporte plus de transparence en ce qui concerne les données de la partie 1 et permet au déclarant de vérifier la validité des données déclarées dans la partie 1.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Le total des émissions de l'installation, y compris: les données d'activité et les facteurs de calcul pour chaque flux utilisé; les émissions de chaque source d'émission surveillée en utilisant une méthode fondée sur la mesure, et les émissions déterminées par d'autres méthodes; et, le cas échéant, les quantités de CO₂ reçues d'autres installations ou exportées vers d'autres installations, pour les raisons énoncées ci-dessus.

Modèle	Synthèse des informations requises au cours de la période transitoire
	<ul style="list-style-type: none"> – Un bilan de la chaleur mesurable, des gaz résiduels ou de l'électricité importés, produits, consommés et exportés. – Une liste de toutes les marchandises pertinentes produites par l'installation, par code NC, y compris les précurseurs non couverts par un processus de production distinct. – Pour les précurseurs: <ul style="list-style-type: none"> – la quantité reçue d'autres installations; – leurs émissions intrinsèques directes et indirectes spécifiques (telles qu'elles sont déclarées par d'autres exploitants); – la quantité utilisée dans chaque processus de production, à l'exclusion des précurseurs produits dans la même installation. – Pour les émissions indirectes et directes attribuées: les informations relatives à la manière dont les émissions attribuées de chaque processus de production ont été calculées; le niveau d'activité et les émissions attribuées de chaque processus de production. – Une description succincte de l'installation, notamment: ses processus de production pertinents et non pertinents (non couverts); <ul style="list-style-type: none"> – ses principaux processus de production et tout processus de production non couvert aux fins du MACF; – les principaux éléments de la méthode de surveillance utilisée; et – quelles mesures ont été adoptées pour améliorer la qualité des données, en particulier si une quelconque forme de vérification a été appliquée (au cours de la période définitive). – Les informations relatives au facteur d'émission de l'électricité dans l'accord d'achat d'électricité, le cas échéant.

Source: annexe IV du règlement d'exécution.

Pour fournir les données facultatives recommandées dans la partie 2 ci-dessus, il est possible que vous deviez, en tant qu'exploitant, transmettre au déclarant des fichiers supplémentaires contenant ces informations.

6.11.2 Déclaration par les déclarants

Au cours de la période transitoire, les déclarants doivent présenter des rapports MACF au registre transitoire MACF, en respectant la structure présentée à l'annexe I du règlement d'exécution (Informations à soumettre dans les rapports MACF). Les informations relatives aux émissions intrinsèques qui doivent figurer dans le rapport MACF sont indiquées dans la partie 1 de la «communication des données relatives aux émissions» de l'exploitant, décrite dans le *Table 6-3* ci-dessus.

Si l'exploitant utilise le modèle facultatif de communication électronique des données pour transmettre les informations sur les émissions intrinsèques au déclarant, les informations qui doivent figurer dans le rapport MACF trimestriel se retrouvent dans la feuille récapitulative «Summary_Communication», à la fin du tableur.

Figure 6-7: feuille «Summary_Communication», modèle facultatif de communication électronique des données

Communication with reporting declarant																
This sheet summarises the main information from sheets "Summary_Processes" and "Summary_Products" to be communicated to the reporting declarant importing the goods into the European Union.																
1 Summary of the installation and production processes																
1 Installation details																
Name of the installation (English name):		Test installation														
Street, Number:																
Economic activity:																
Country:		Test country														
UNLOCODE:																
Coordinates of the main emission source (latitude):																
Coordinates of the main emission source (longitude):																
Reporting period start:		01.01.2023														
Reporting period end:		31.12.2023														
Total direct emissions during reporting period:		CO2e	1.281.058													
Total indirect emissions during reporting period:		CO2e	169.005													
Total emissions during reporting period:		CO2e	1.450.063													
2 Summary of products																
Production process from which the products arise	Type of aggregated good or processes	CN Codes	CN Name	Product name (used for communication with reporting declarant, e.g. on invoices)	SEE (direct)	SEE (indirect)	SEE (total)	Unit	Source for electricity EF	Embedded electricity (MWh/t)	The main reducing agent of the precursor, if known	Steel mill identification number	% Mn	% Cr	% Ni	% oth. alloy
Process A	Iron or steel products	7208	Flat-rolled products of iron or non-alloy steel, of a width > 600 mm, hot-rolled, not clad, plated or coated	test	1,020	0,072	1,092	tCO2e/t	D.2.1	0,10	Coal or coke	62908	34,00%	2,00%	3,00%	1,00%

Les paramètres pertinents calculés aux fins de la déclaration dans ces feuilles récapitulatives sont les suivants:

- montant du prix du carbone dû;
- électricité consommée;
- émissions intrinsèques (directes) spécifiques;
- émissions intrinsèques (indirectes) spécifiques;
- paramètres sectoriels, par exemple la teneur en alliage.

Bien que l'utilisation du tableur ne soit pas obligatoire, les déclarants peuvent demander aux exploitants de communiquer leurs émissions au moyen du modèle.

7 SURVEILLANCE ET DÉCLARATION DANS LES DIFFÉRENTS SECTEURS

La section 5 porte sur les caractéristiques des produits couverts par le MACF et sur les modes de production correspondants. La présente section apporte des précisions sur les différents secteurs, en particulier des exigences sectorielles en matière de surveillance et de déclaration ainsi que des exemples détaillés pour chaque secteur.

Si le présent document est principalement destiné aux exploitants qui produisent des biens matériels relevant du MACF, la section 7.6 contient également quelques informations pour les importateurs d'électricité, en tant que marchandise couverte par le MACF.

Remarque sur les exemples: les exemples sont principalement destinés aux lecteurs qui travaillent dans les secteurs concernés; néanmoins, le lecteur est invité à s'inspirer des autres exemples, car ils contiennent chacun des notions qui peuvent s'avérer utiles dans d'autres secteurs. En particulier:

- la section 7.1.2 (secteur du ciment) donne un exemple de méthode, point par point, pour diviser une installation en processus de production;
- cet exemple est approfondi à la section 7.1.3, où il est présenté sous un autre angle, à l'aide de la méthode des «bulles». En outre, il montre qu'un mélange de matières (calcaire et autres minéraux) peut faire l'objet d'une surveillance conjointe en tant que «farine crue», ce qui cadre davantage avec la situation existante au sein de l'installation;
- le premier exemple dans le secteur de l'acier (section 7.2.2.1) est celui d'une aciérie intégrée. Il illustre la méthode des «bulles» utilisée pour définir les processus de production en vue de réduire les efforts en matière de surveillance. Il montre également une production d'électricité à partir de gaz résiduels et l'utilisation du facteur d'émission de l'électricité de l'usine même pour déterminer les émissions indirectes (lorsqu'une partie de l'électricité provient également du réseau);
- le deuxième exemple dans ce secteur (section 7.2.2.2) porte sur la production d'acier fortement allié au moyen d'un four électrique à arc. Dans cet exemple, des précurseurs supplémentaires sont achetés et ajoutés aux émissions propres de l'installation. Les exigences de déclarations supplémentaires au sein du code NC sont également abordées. L'exemple propose en outre un calcul des émissions intrinsèques de marchandises complexes réalisé de deux manières différentes: dans le premier cas, les émissions intrinsèques totales sont calculées avant d'être divisées par le niveau d'activité; dans le deuxième cas, le calcul tient compte des émissions intrinsèques spécifiques des précurseurs;
- les deux exemples du secteur de l'acier présentent un calcul fondé sur le bilan massique, car les produits en acier et les scories contiennent du carbone qui n'est pas émis en tant que CO₂;
- l'exemple du secteur des engrais (section 7.3.2) montre une situation dans laquelle toutes, ou quasiment toutes, les émissions intrinsèques proviennent des deux précurseurs achetés, l'ammoniac et l'urée. À noter que dans l'exemple, toutes les émissions sont exclusivement du CO₂, alors que, dans ce secteur, les émissions de N₂O seraient également pertinentes. Si l'installation utilisait de l'acide nitrique comme précurseur (à la place de l'acide sulfurique utilisé dans

l'exemple), les émissions intrinsèques de N₂O dans l'acide nitrique seraient ajoutées au même titre que les autres émissions intrinsèques;

- pour l'aluminium (section 7.4.2), l'exemple montre une situation dans laquelle une partie de l'installation (la production d'anodes précuites) n'est pas soumise au MACF et dans laquelle les flux correspondants doivent être correctement séparés;
- l'exemple n° 1 du secteur de l'hydrogène (section 7.5.2.1, mode de production: reformage du méthane à la vapeur) montre comment la chaleur exportée doit être prise en compte dans l'attribution des émissions;
- l'exemple n° 2 du secteur de l'hydrogène (section 7.5.2.2, électrolyse des chlorures alcalins) présente un processus dans lequel seules des émissions indirectes s'appliquent. Elles sont réparties entre les trois grands produits du processus, conformément au règlement d'exécution.

Dans tous ces exemples, des hypothèses différentes ont été posées pour l'électricité provenant du réseau, ce qui donne différents facteurs d'émission pour l'électricité. Ces valeurs différentes peuvent aider à comprendre les ordres de grandeur de ces facteurs.

7.1 Ciment

L'encadré ci-dessous indique les sections du règlement d'exécution qui sont applicables à ce secteur pendant la période transitoire du MACF.

Références dans le règlement d'exécution:

- **Annexe II**, section 3 (dispositions particulières et exigences de surveillance par mode de production), sous-sections 3.2 à 3.5 (catégories agrégées de marchandises du secteur du ciment).
 - **Annexe III**, section B (Surveillance des émissions directes se rapportant à l'installation), sous-section B.9.2 (exigences sectorielles, règles complémentaires pour les émissions de procédé dans le secteur du ciment), couvrant les sous-sections **B.9.2.1** [Règles complémentaires pour la méthode A (sur la base des matières entrantes)]; **B.9.2.2** [Règles complémentaires pour la méthode B (sur la base des matières produites)]; **B.9.2.3** [règles complémentaires pour les émissions liées aux poussières éliminées (de bypass ou des fours à ciment)].
 - **Annexe IV**, section 2 (**paramètres sectoriels relatifs aux marchandises couvertes par le MACF que les producteurs de marchandises doivent déclarer aux importateurs dans la communication des données relatives aux émissions**).
-

7.1.1 Exigences sectorielles en matière de surveillance et de déclaration

Il convient de surveiller les émissions intrinsèques directes et indirectes conformément à la méthode prévue dans le règlement d'exécution et décrite ci-dessus.

7.1.1.1 Émissions couvertes

Les émissions directes pertinentes qui doivent être surveillées et déclarées dans le secteur du ciment sont les suivantes:

- les émissions (directes) de dioxyde de carbone résultant du processus de combustion de combustibles¹¹⁸, uniquement pour les unités fixes (sont exclues les émissions résultant d'unités mobiles telles que des véhicules);
- les émissions (directes) de dioxyde de carbone résultant du processus, causées par:
 - la décomposition thermique des matières premières contenant des carbonates (comme le calcaire, la dolomite, etc.);
 - le carbone non issu de carbonates contenu dans les matières premières (comme l'argile carbonneuse, le calcaire carbonneux, le schiste carbonneux);
 - d'autres matières premières (comme les cendres volantes utilisées dans la farine crue), ou tout autre additif fossile/issu de la biomasse utilisé;
 - les poussières de fours à ciment (CKD) ou les poussières de bypass éliminées;
- les émissions (directes) de dioxyde de carbone résultant de la production de la chaleur mesurable (vapeur, par exemple) et du refroidissement consommée dans les limites du système du processus de production, quel que soit le lieu de production de la chaleur (qu'il s'agisse d'une production sur site ou d'importations en provenance de l'extérieur);
- les émissions (directes) de dioxyde de carbone résultant du contrôle des émissions (par exemple, des matières premières contenant des carbonates telles que la soude utilisée pour l'épuration des gaz de combustion acides). Ces émissions sont couvertes pour chaque marchandise, le cas échéant.

Les émissions directes résultant de tous ces flux ne sont pas déclarées séparément, mais additionnées pour obtenir les émissions directes totales de l'installation ou du processus de production.

Les émissions indirectes résultant de l'électricité consommée doivent être déclarées séparément.

7.1.1.2 Règles complémentaires

Déterminer les émissions de procédé

Pour déterminer les émissions directes associées à la production de clinker, des règles complémentaires s'appliquent également à la surveillance des émissions de procédé résultant des composants de la farine crue, selon que les **données d'activité** renvoient:

- aux matières **entrantes** (le calcaire, par exemple), sur la base:

¹¹⁸ Sont visés ici les combustibles alimentant les fours et les combustibles non destinés à alimenter les fours. Les combustibles alimentant les fours à ciment désignent les combustibles fossiles classiques tels que le gaz naturel et le charbon, les combustibles fossiles de substitution tels que le coke de pétrole ou les pneus usagés, et les combustibles issus de la biomasse (déchets de la biomasse). Les combustibles non destinés à alimenter les fours désignent les combustibles utilisés en dehors des fours, par exemple ceux qui servent à calciner l'argile dans les calcinateurs flash et à sécher les matières contenant du ciment.

- du carbonate contenu dans la matière entrante (**méthode A**); et
- d'un ajustement pour les poussières de fours à ciment (CKD) ou les poussières de bypass qui sortent du système du four;
- aux matières **produites**, par exemple la quantité de clinker produite (**méthode B**).

Remarque: les deux méthodes sont équivalentes; autrement dit vous pouvez, en tant qu'exploitant, choisir celle qui permet d'obtenir les données les plus fiables, qui s'applique le plus à votre équipement et qui permet d'éviter les coûts excessifs. Les méthodes de calcul A et B sont décrites en détail à la section 6.5.1.1 du présent document.

Calcul des émissions liées aux poussières de bypass ou aux poussières des fours à ciment (CDK) éliminées

En tant qu'exploitant, ajoutez les émissions de procédé de CO₂ dues aux poussières de bypass ou aux poussières des fours à ciment (CKD) quittant le système de fours, corrigées d'un facteur de calcination partielle des poussières de fours à ciment.

- Exigences minimales: 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 de la section B.5.4 (Exigences relatives aux analyses de laboratoire)¹¹⁹ de l'annexe III du règlement d'exécution et en utilisant la formule suivante:

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

où:

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

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

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

Méthode B – sur la base de la quantité de clinker produite

Le règlement d'exécution prévoit une règle sectorielle pour cette méthode:

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

- par pesage direct du clinker (lorsque c'est techniquement possible); ou
- sur la base des livraisons de ciment, par un bilan des matières, à l'aide du calcul d'ajustement des stocks suivant:



¹¹⁹ La section 6.5.1.4 contient des informations sur les exigences relatives aux analyses de laboratoire.

$$Cli_{prod} = (Cem_{deliv} - Cem_{SV}) \cdot CCR - Cli_s + Cli_d - Cli_{SV} \text{ (Équation 27)}$$

où:

Cli_{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);

Cli_s représente la quantité de clinker fournie exprimée en tonnes;

Cli_d représente la quantité de clinker expédiée exprimée en tonnes; et

Cli_{SV} représente les variations des stocks de clinker exprimées en tonnes.

À titre d'exigence minimale pour déterminer le **facteur d'émission standard** EF_j , une valeur standard de 0,525 t CO₂/t clinker est appliquée. Une amélioration recommandée consisterait à soumettre le clinker à des analyses pour déterminer le facteur d'émission (EF).

Pour le facteur de conversion CF_j , l'hypothèse prudente selon laquelle $CF_j = 1$ peut toujours être utilisée afin de réduire les efforts en matière de surveillance.

Rapport clinker/ciment (CCR)

Dans le calcul des émissions intrinsèques des produits du ciment, la majorité des émissions intrinsèques résultent du clinker. Dès lors, il est impératif de tenir compte du CCR, qui correspond au rapport de masse de tonnes de clinker consommées par tonne de ciment produite (le «facteur d'émission du clinker»).

Le CCR peut être déterminé de l'une des deux façons suivantes:

- séparément pour chacun des produits en ciment sur la base d'analyses de laboratoire conformément aux dispositions de la section B.5.4 de l'annexe III; ou
- 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.

Le CCR est exprimé en pourcentage dans une fourchette comprise entre 80 % et 95 % pour le ciment Portland. Il est particulièrement utile dans le calcul des émissions intrinsèques pertinentes des ciments chargés ou composites produits, dont la teneur en clinker peut varier considérablement selon les différents types de ciments composites¹²⁰, le reste étant constitué d'autres constituants tels que des additifs minéraux¹²¹, dont les émissions sont nulles.

7.1.1.3 Paramètres supplémentaires à déclarer

Le Table 7-1 ci-dessous indique les informations complémentaires que vous devez, en tant qu'exploitant, faire parvenir aux importateurs dans la communication des données relatives aux émissions que vous leur transmettez.

Tableau 7-1: paramètres supplémentaires pour le secteur du ciment requis dans le rapport MACF

Catégorie agrégée de marchandises	Paramètre à déclarer
Argile calcinée ¹²²	– Que l'argile soit ou non calcinée.
Ciments pulvérisés «clinkers»	non dits – Néant.
Ciment	– Teneur en clinker du ciment, à savoir:

¹²⁰ La norme européenne EN 197-1 définit cinq grands types de ciments courants, allant du CEM I (ciment Portland) au CEM V (ciment composite) et regroupant 27 types de produits différents, pour une teneur en clinker dans les ciments mélangés et composites (CEM II à CEM V) comprise entre 95 % et 5-20 %.

¹²¹ Les additifs minéraux (principalement du gypse) et les additifs minéraux secondaires (le laitier de haut-fourneau et les cendres volantes) sont exclus du champ d'application du MACF et leurs émissions intrinsèques sont donc égales à zéro.

¹²² Remarque: les émissions intrinsèques attribuées aux argiles relevant du code NC 2507 00 80 qui ne sont pas calcinées sont égales à zéro. Elles doivent être déclarées, mais aucune information complémentaire ne doit être obtenue du producteur de l'argile.

-
- le rapport de masse de tonnes de clinker consommées par tonne de ciment produite (**rapport clinker/ciment ou CCR**);
 - exprimé en pourcentage.
-

Ciments alumineux – Néant.

Veillez à recueillir tous les paramètres nécessaires concernant les marchandises couvertes par le MACF et à les transmettre aux importateurs de vos marchandises. L'importateur devra déclarer les paramètres supplémentaires lorsque les marchandises sont importées dans l'UE dans le cadre du MACF.

7.1.2 Exemple de division d'une installation de production de ciment en différents processus de production

Pour définir la limite du système d'un processus de production, vous devrez, en tant qu'exploitant, déterminer quelles unités de production physiques dépendent du ou des processus de production et quelles matières entrantes, matières sortantes et émissions sont à prendre en considération. La méthode à suivre est présentée à la section 6.3 ci-dessus, tandis qu'un exemple pour le secteur du ciment est donné dans le Table 7-2 ci-dessous.

Prenons une cimenterie fictive qui produit et exporte du clinker (NC 2523 10 00) et du ciment (NC 2523 29 00): l'exploitant devra suivre les étapes décrites ci-après pour diviser sa cimenterie en différents processus de production dans le cadre du MACF.

Étape n°1: dressez la liste des marchandises, unités physiques, matières entrantes, matières sortantes et émissions entrant dans l'installation ou en sortant

Dans un premier temps, l'exploitant utilise les informations dont il dispose au sein de son installation, comme des listes d'équipements industriels ou des plans, afin de recenser:

- les unités physiques utilisées dans les processus de production au sein de l'installation, comme les fours, les chaudières, les séchoirs, les équipements d'épuration des gaz de combustion, les broyeurs à boulets, les installations d'ensachage;
- les matières entrantes nécessaires à la fabrication des marchandises, comme les matières premières, les combustibles, l'électricité;
- les matières sortantes, comme les marchandises produites, les sous-produits, la chaleur, les gaz résiduels;
- les émissions résultant du processus.

Les résultats sont ensuite consignés dans le Table 7-2 ci-dessous.

Tableau 7-2: exemple de liste de contrôle des matières entrantes, des unités physiques, des matières sortantes et des émissions au sein d'une installation

Matières entrantes	Unités physiques	Matières sortantes	Émissions couvertes par le MACF
<p>Four – combustibles fossiles¹²³, par exemple du charbon, du fioul lourd</p> <p>Four – combustibles de substitution et dérivés de déchets (alimentant le four à clinker), par exemple la fraction correspondant au pouvoir calorifique supérieur des déchets municipaux solides¹²⁴</p> <p>Four – électricité consommée par le four à clinker et équipement associé</p> <p>Broyeur – combustibles fossiles alimentant le séchoir</p> <p>Broyeur – électricité consommée par l'usine de broyage du ciment et équipement associé</p>	<p>Système du four et équipement associé, par exemple pour la préparation de la farine crue</p> <p>Broyeur – équipement de broyage (dont le séchoir) et installation associée, par exemple pour l'ensachage du ciment</p> <p>Autre équipement industriel sans lien avec la production de ciment (à exclure des limites du système)</p> <p>Échangeur de chaleur pour le chauffage urbain</p> <p>Équipement d'épuration des gaz de combustion (pour le traitement des gaz d'échappement et des poussières)</p>	<p>Four – clinker¹²⁶</p> <p>Broyeur – ciment, par type¹²⁷</p> <p>Four – autres matières produites¹²⁸: les poussières de four à ciment, par exemple</p> <p>Chauffage urbain (ou refroidissement ou électricité)¹²⁹</p>	<p>Four – émissions directes résultant de la consommation de combustibles</p> <p>Four – émissions directes résultant des combustibles de substitution et dérivés de déchets</p> <p>Four – émissions indirectes résultant de l'électricité consommée</p> <p>Four – émissions de procédé directes résultant des carbonates</p> <p>Broyeur – émissions indirectes résultant de l'électricité consommée</p>

¹²³ Les combustibles consommés pour produire la chaleur qui sera utilisée dans le processus en question ou ailleurs. La quantité de combustible (en particulier la teneur en carbone/le facteur d'émission) et sa valeur énergétique sont, l'un comme l'autre, pertinents dans l'attribution aux différents processus de production.

¹²⁴ Fraction correspondant au pouvoir calorifique supérieur des déchets municipaux solides.

¹²⁶ Précurseur, produit intermédiaire ou produit: lorsque le processus de production comprend également un produit «fini». Le précurseur peut aussi être une matière produite par l'installation; si l'exploitant a exporté à la fois du clinker et du ciment, par exemple.

¹²⁷ Produits finis en ciment – quantité de produit physique fabriquée par l'installation/le processus de production surveillé.

¹²⁸ Autres produits (sous-produits) et déchets: une surveillance est requise seulement si la teneur en carbone présente de l'intérêt aux fins de la détermination des émissions du processus de production et si la valeur énergétique est utile à des fins de corroboration.

¹²⁹ La chaleur mesurable (ou refroidissement ou électricité, si leur production nécessite des combustibles) exportée depuis une installation ou un processus de production couvert par le MACF doit être traitée comme un deuxième produit, c'est-à-dire qu'une certaine quantité d'émissions doit être déduite des émissions du processus de production.

Matières entrantes	Unités physiques	Matières sortantes	Émissions couvertes par le MACF
<p>Four – matières premières¹²⁵: calcaire, argile</p> <p>Four – autres matières premières: par exemple les cendres volantes</p> <p>Broyeur – clinker de ciment sortant du four</p> <p>Broyeur – additifs utilisés dans la fabrication du ciment</p>			

Étape n° 2: recensez les processus de production et modes de production pertinents

À ce stade, l'exploitant établit que l'installation produit du clinker et du ciment, qui relèvent chacun d'une catégorie agrégée de marchandises parmi celles énumérées dans le tableau 1, à l'annexe II, section 2, du règlement d'exécution (et à la section 5 du présent document).

Chaque catégorie agrégée de marchandises correspond à un seul processus de production. L'exploitant utilise le Table 7-2 comme liste de contrôle pour attribuer les matières entrantes et sortantes et les émissions pertinentes à chaque processus de production. Dans la plupart des cas, la tâche est relativement simple:

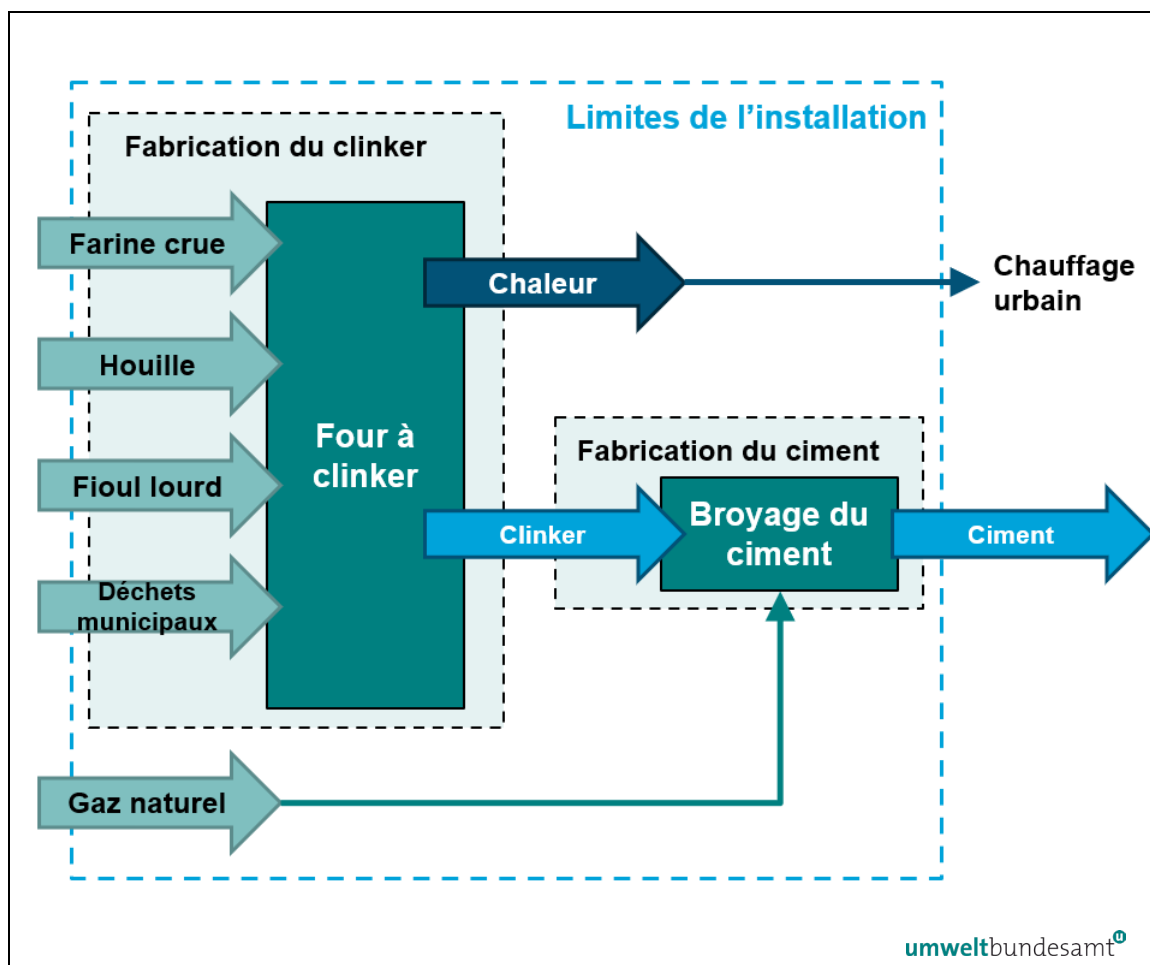
- pour le processus de production du clinker:
 - unités physiques: le four à ciment, y compris les préchauffeurs, les précalcinateurs, les refroidisseurs de clinker, et les équipements secondaires associés comme les équipements d'épuration des gaz de combustion;
 - matières entrantes/flux: les combustibles, l'électricité, les matières premières et les matières premières de substitution utilisés dans le processus;
 - matières sortantes (matières produites): le clinker, la poussière de four (réintroduite dans le processus de production du clinker);
 - autres matières sortantes: la chaleur mesurable exportée vers le réseau de chauffage urbain;

¹²⁵ Les matières premières sont les matières qui interviennent dans d'autres réactions chimiques ou qui subissent une transformation physique au cours de la fabrication du produit.

- sources d'émission: les émissions directes (de combustion et de procédé) et indirectes (électricité consommée) liées au système de four;
- pour le processus de production du ciment:
 - unités physiques: l'usine de broyage, le séchoir à chauffage direct et les équipements secondaires associés, comme une installation d'ensachage du ciment;
 - matières entrantes/flux: le clinker, l'électricité, les combustibles pour le séchoir, les additifs utilisés dans la fabrication du ciment, comme le gypse;
 - matières sortantes (matières produites): le ciment;
 - sources d'émission: les émissions directes (résultant du séchoir à ciment, le cas échéant) et indirectes (résultant de l'électricité consommée) liées au processus de broyage.

Un schéma permet de visualiser les différentes limites du système de chaque processus de production et mode de production, et d'attribuer les matières entrantes et sortantes et les émissions en conséquence.

Figure 7-1: schéma utilisé pour définir les limites du système dans l'exemple des processus de fabrication du clinker et du ciment



Dans l'exemple d'installation ci-dessus, le système de four et l'usine de broyage du ciment sont l'un comme l'autre des parties relativement autonomes de l'installation, qui ne partagent aucun équipement, et les limites du système de chaque processus de production ne laissent planer aucun doute. Le seul élément moins courant dans ce secteur tient à la récupération de la chaleur produite par le four à clinker à des fins de chauffage urbain. Dans la pratique, il ne s'agirait pas d'un processus de production distinct, mais cette chaleur sera néanmoins prise en compte pour calculer les émissions attribuées du processus de production du clinker, ainsi qu'il a été expliqué aux sections 6.2.2.2 et 6.7.2.

L'exemple concret suivant dans le secteur du ciment montre, pour chaque processus de production concerné, comment les émissions pertinentes sont calculées et attribuées aux processus de production et comment les émissions intrinsèques spécifiques sont calculées. Dans un souci de simplification, le chauffage urbain n'apparaît pas dans cet exemple, pas plus que les émissions directes supplémentaires résultant du séchoir avant le broyage du ciment.

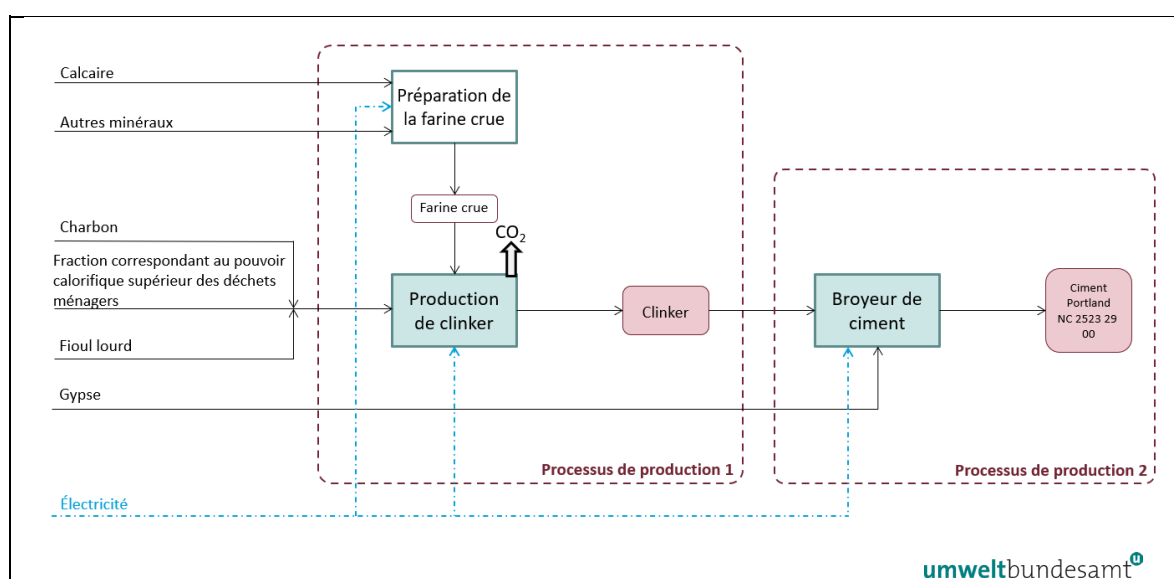
7.1.3 Exemple concret dans le secteur du ciment

L'exemple qui suit montre comment les émissions intrinsèques spécifiques sont calculées pour les marchandises du secteur du ciment. Les émissions intrinsèques des importations dans l'UE sont calculées à la fin de l'exemple en vue de la déclaration pendant la période transitoire.

Dans cet exemple, l'installation produit deux produits, du clinker et du ciment, chacun correspondant à un seul processus de production, puisqu'il relève d'une catégorie distincte de marchandises agrégées couvertes par le MACF.

La Figure 7-2 présente une vue générale de l'installation et montre les limites du système (en pointillé pour chaque processus de production). Les unités physiques nécessaires à chaque processus de production ont été regroupées sous les intitulés «Production de clinker» et «Broyeur de ciment», tandis que les différentes matières entrantes et sortantes et sources d'émission sont indiquées pour chaque processus de production.

Figure 7-2: exemple dans le secteur du ciment – vue d'ensemble

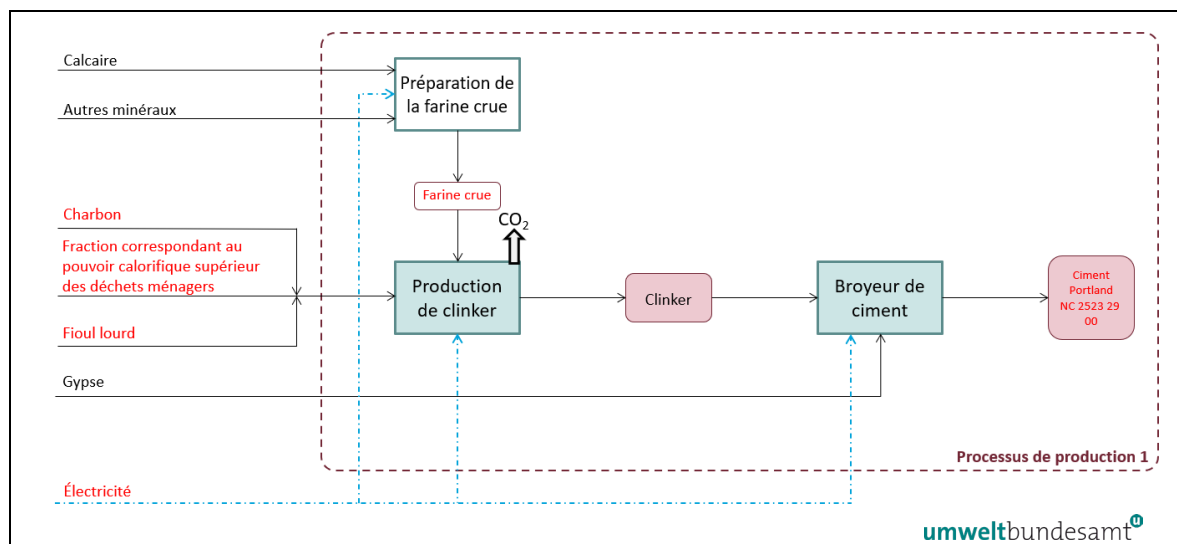


Les deux processus de production concernés dans l'exemple donné sont:

- le processus de production 1 – production de clinker dans un four à ciment. Les limites du système de ce processus de production incluent comme matières entrantes les matières premières (calcaire et autres minéraux), les combustibles (charbon, fioul lourd et fractions des déchets ménagers) et l'énergie électrique. La matière produite par le processus est le clinker, qui sert de précurseur pertinent dans le processus de production 2;
- le processus de production 2 – production de ciment dans un broyeur à ciment. Les limites du système de ce processus de production incluent comme matières entrantes le gypse (dont les émissions intrinsèques, en tant que matière première, sont égales à zéro), le précurseur (le clinker, dont les émissions intrinsèques ne sont pas égales à zéro) et l'énergie électrique. La matière produite par le processus est le ciment.

En l'occurrence, étant donné que toute la matière produite par le processus de production 1 (le précurseur, à savoir le clinker) sert directement dans le processus de production 2, il est possible de définir un processus de production conjoint, ou une «**bulle**», dans lequel les limites du système des deux processus se confondent, comme dans la *Figure 7-3*.

Figure 7-3: exemple dans le secteur du ciment – processus de production conjoint (méthode des «bulles») et méthode de surveillance complète – tous les éléments en rouge doivent être surveillés



La limite du système a été redessinée pour englober les deux processus de production qui avaient été définis précédemment pour chaque marchandise agréée couverte par le MACF.

Les matières entrantes et sortantes indiquées en rouge sont les paramètres que l'exploitant doit surveiller pour attribuer les émissions et déterminer les émissions intrinsèques spécifiques directes et indirectes des deux processus de production.

Les émissions directes et indirectes qui font l'objet d'une surveillance dans cet exemple sont les suivantes:

- les émissions directes qui résultent de la combustion de combustibles – combustibles fossiles (charbon et fioul lourd) et mélange de combustibles fossiles et de biomasse issu des déchets ménagers (un combustible de substitution);
- les émissions directes qui résultent du processus – de la décomposition thermique des carbonates contenus dans la farine crue (produite à partir de calcaire et d'autres minéraux) qui sert à alimenter le système de four à ciment;
- les émissions indirectes qui résultent de l'énergie électrique consommée dans le processus de production conjoint.

Le niveau d'activité du ciment doit également être surveillé. Comme on le voit, la méthode des «bulles» facilite grandement la surveillance. En particulier, la quantité de clinker et les émissions intrinsèques s'y rapportant ne doivent pas faire l'objet d'une surveillance séparée et il n'est pas nécessaire de répartir les quantités d'énergie électrique consommée entre deux processus.

Le tableau qui suit résume les matières entrantes (combustibles, énergie électrique et matières premières) qui font l'objet d'une surveillance aux fins de la détermination des émissions intrinsèques spécifiques. Le calcul des valeurs de ces émissions se fait en deux étapes:

- étape n° 1: calcul des valeurs pour le précurseur pertinent, en l'occurrence le clinker;
- étape n° 2: calcul des valeurs pour le ciment, tenant compte i) des émissions intrinsèques du précurseur, et ii) du rapport clinker/ciment (CCR), ainsi que de toute émission supplémentaire résultant du processus.

Remarque: si du clinker produit par l'installation était réservé à une autre destination et vendu séparément, l'exploitant devrait également communiquer à l'acheteur des marchandises (clinker) les émissions intrinsèques calculées à l'étape n° 1. Dans un tel cas, la méthode des «bulles» n'est pas autorisée.

Tableau 7-3: calcul des émissions directes et indirectes, et valeurs des émissions intrinsèques spécifiques du clinker

Émissions directes	DA (t)	PCI [GJ/t]	FE (t CO ₂ /t ou t CO ₂ /TJ)	Biomasse %	Émissions combustibles fossiles (t CO ₂)	Émissions biomasse (t CO ₂)
Émissions de procédé						
Farine crue (facteur standard) ¹³⁰	1 255 000		0,525		658 875	
Émissions de combustion						

¹³⁰ Facteur d'émission standard pour le clinker, tel qu'il est donné à l'annexe III, section B.9.2.2, du règlement d'exécution, qui dispose que, à titre d'exigence minimale pour déterminer le facteur d'émission, une valeur standard de 0,525 t CO₂/t clinker est appliquée.

Charbon	88 000	25	95		209 000	0
Pouvoir calorifique supérieur des déchets ménagers ¹³¹	25 000	20	83	15 %	35 275	6 225
Fioul lourd	43 000	40	78		134 160	0
Émissions directes totales					1 037 310	
Émissions indirectes	DA (MWh)		FE (t CO₂ / MWh)		Émissions (t CO₂)	
Électricité consommée	81 575		0,833		67 953	
Production de clinker (tonnes)	1 255 000					
Étape n° 1: les valeurs des émissions intrinsèques spécifiques (SEE) sont calculées à partir des émissions directes et indirectes et des données d'activité pour le clinker.						
Ciments non pulvérisés «clinkers»	Directes	Indirectes				
SEE	0,8265	0,0541	t CO₂/t			

Dans le Table 7-3 ci-dessus, l'étape n° 1 consiste à calculer et à attribuer les émissions directes et indirectes associées à la production de ciment au cours de la période de déclaration et à calculer les valeurs des émissions intrinsèques spécifiques pour la quantité de clinker produite.

Remarque: le facteur d'émission utilisé pour la farine crue ci-dessus est un facteur d'émission standard tiré de l'annexe III, section B.9.2.2, du règlement d'exécution (UE) 2023/1773, qui dispose que, à titre d'exigence minimale pour déterminer le facteur d'émission, une valeur standard de 0,525 t CO₂/t clinker est appliquée.

De plus, les émissions directes associées à la teneur en biomasse des déchets ménagers sont calculées séparément et déduites des émissions directes totales. En effet, la fraction biodégradable des déchets municipaux (15 % ci-dessus) est traitée comme de la biomasse et ses émissions sont égales à zéro dans les émissions totales, puisque les critères de durabilité de la directive RED II ne s'appliquent pas aux déchets ménagers/municipaux.

Tableau 7-4: calcul des valeurs des émissions intrinsèques spécifiques directes et indirectes totales pour le produit final en ciment (étape n° 2)

Production de ciment Portland			Remarque
Rapport tonnes de clinker/tonnes de ciment	0,95		Il s'agit du rapport clinker/ciment pour le ciment Portland. Ce rapport est propre au produit en ciment fabriqué.
	MWh/t	t CO₂/t	
Consommation supplémentaire d'électricité	0,085	0,0708	Pour le processus de production de broyage du ciment. Calculée comme suit: MWh/t x FE de l'électricité.

¹³¹ La biomasse étant la fraction biodégradable des déchets municipaux. Si le facteur d'émission ou le PCI des déchets municipaux ne sont pas connus, utilisez les valeurs standard fournies dans le tableau 2 de l'annexe VIII du règlement d'exécution, à savoir 11,6 GJ/t et 100 t CO₂/TJ.

Étape n° 2: pour le produit final en ciment, les valeurs des émissions intrinsèques spécifiques (SEE) sont calculées en tenant compte des émissions intrinsèques du précurseur pertinent (le clinker).			
Ciment	SEE directes	SEE indirectes	
	t CO ₂ /t ciment	t CO ₂ /t ciment	
Contribution du précurseur (clinker)	0,7852	0,0514	Calculée à partir du rapport clinker/ciment, par exemple pour les SEE directes: 0,8265 t CO ₂ /t x 0,95 = 0,7852 t CO ₂ /t
Processus de production		0,0708	Comme ci-dessus
Émissions intrinsèques spécifiques totales	0,7852	0,1222	Somme des SEE

Les émissions intrinsèques totales que doit déclarer le déclarant agréé (importateur de l'UE) pour l'importation de ciment Portland dans l'Union au cours de la période transitoire peuvent ensuite être déterminées, par exemple, pour l'importation de 100 tonnes de ciment Portland:

- **période transitoire (uniquement déclaration):**
 - émissions intrinsèques directes = 100 t x 0,7852 t CO₂/t = 78,52 t CO₂
 - émissions intrinsèques indirectes = 100 t x 0,1222 t CO₂/t = 12,22 t CO₂

Total: 90,74 t CO₂

7.2 Secteur de la sidérurgie

L'encadré ci-dessous indique les sections du règlement d'exécution qui sont applicables à ce secteur pendant la période transitoire du MACF.

Références dans le règlement d'exécution

- **Annexe II, section 3** (dispositions particulières et exigences de surveillance par mode de production), sous-sections 3.11 à 3.16 (catégories agrégées de marchandises du secteur de la sidérurgie).
- **Annexe IV, section 2 (paramètres sectoriels relatifs aux marchandises couvertes par le MACF que les producteurs de marchandises doivent déclarer aux importateurs dans la communication des données relatives aux émissions).**

Annexe VIII, sections 1 et 2 (Facteurs d'émission standard utilisés dans la surveillance des émissions directes se rapportant à l'installation, y compris: tableau 1: facteurs d'émission des combustibles, gaz résiduels compris; tableau 3: émissions de procédé issues des carbonates; tableau 5: émissions de procédé associées à d'autres matières utilisées dans la production de fer ou d'acier).

7.2.1 Exigences sectorielles en matière de surveillance et de déclaration

Il convient de surveiller les émissions intrinsèques directes et indirectes conformément à la méthode prévue dans le règlement d'exécution et décrite à la section 6 du présent document.

7.2.1.1 Surveillance des émissions

Les émissions pertinentes qui doivent être surveillées et déclarées dans le secteur de la sidérurgie sont les suivantes:

- les émissions (directes) de dioxyde de carbone résultant du processus de combustion des combustibles, notamment les déchets ou les gaz d'effluents comme les gaz de haut-fourneau, seulement lorsqu'elles résultent d'unités fixes (sont exclues les émissions résultant de tout engin mobile tel que les véhicules);
- les émissions (directes) de dioxyde de carbone résultant du processus, causées par la réduction de la fonte, du fer et de l'acier par des agents réducteurs, tels que le coke ou le gaz naturel, par la décomposition thermique des matières premières contenant des carbonates¹³², par la teneur en carbone de la ferraille ou des alliages, du graphite¹³³ ou d'autres matières contenant du carbone entrant dans le processus;
- les émissions (directes) de dioxyde de carbone résultant de la production de la chaleur mesurable (vapeur, par exemple) et du refroidissement consommée dans les limites du système du processus de production, quel que soit le lieu de production de la chaleur (qu'il s'agisse d'une production sur site ou d'importations en provenance de l'extérieur);
- les émissions (directes) de dioxyde de carbone résultant du contrôle des émissions (par exemple, des matières premières contenant des carbonates telles que la soude utilisée pour l'épuration des gaz de combustion acides). Ces émissions sont couvertes pour chaque marchandise, le cas échéant.

Les émissions directes résultant de tous ces flux ne sont pas déclarées séparément, mais additionnées pour obtenir les émissions directes totales de l'installation ou du processus de production.

Pour calculer les émissions directes totales, il convient de prendre également en compte le carbone qui reste dans les marchandises agrégées en fonte, en fer ou en acier, comme la fonte brute, le fer de réduction directe, l'acier brut ou les alliages de fer, ou en scories ou en déchets, et ce en utilisant une méthode du bilan massique.

Les émissions indirectes résultant de l'électricité consommée doivent être déclarées séparément. À noter que, dans ce secteur, les émissions indirectes ne sont déclarées qu'au cours de la période transitoire (et non pendant la période définitive).

7.2.1.2 Règles complémentaires

Attribution des émissions

¹³² Comme le calcaire, la dolomite et les minerais de fer carbonatés, y compris le FeCO_3 .

¹³³ Comme les blocs de graphite utilisés dans le haut-fourneau, des électrodes ou des pâtes d'électrode.

Compte tenu de la complexité des processus de production dans le secteur de la sidérurgie, **au cours de la période transitoire**, les installations qui produisent deux ou plusieurs marchandises des groupes «minerai aggloméré, fonte brute, FeMn, FeCr, FeNi, fer de réduction directe, acier brut, produits en fonte, fer ou acier» peuvent surveiller et déclarer les émissions intrinsèques en définissant un **processus de production conjoint**, ou une «**bulle**», pour l'ensemble des produits de ces groupes, si aucun des précurseurs produits au sein de l'installation n'est vendu séparément.

7.2.1.3 Paramètres supplémentaires à déclarer

Le Table 7-5 ci-dessous indique les informations complémentaires que vous devez, en tant qu'exploitant, faire parvenir aux importateurs dans la communication des données relatives aux émissions que vous leur transmettez.

Tableau 7-5: paramètres supplémentaires liés au secteur de la sidérurgie couverts par le rapport MACF

Catégorie agrégée de marchandises	Obligation de déclaration
Minerai aggloméré	– Néant.
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.
Acier brut	– Le principal agent réducteur du précurseur, s'il est connu. – Teneur en alliages de l'acier – exprimée en: – % en masse de Mn, Cr, Ni, total des autres éléments d'alliage. – Tonnes de ferraille utilisées pour produire 1 tonne d'acier brut. – % de ferraille qui sont des déchets de préconsommation.
Produits en fonte, fer ou acier	– Le principal agent réducteur utilisé dans la production du précurseur, s'il est connu.

Catégorie agrégée de marchandises	Obligation de déclaration
------------------------------------------	----------------------------------

- Teneur en alliages de l’acier – exprimée en:
 - % en masse de Mn, Cr, Ni, total des autres éléments d’alliage.
 - % en masse de matières contenues autres que fer ou acier, si leur masse est supérieure à 1 % à 5 % de la masse totale des marchandises.
 - Tonnes de ferraille utilisées pour produire 1 tonne du produit.
 - % de ferraille qui sont des déchets de préconsommation.
-

Veillez à recueillir tous les paramètres nécessaires concernant les marchandises couvertes par le MACF et à les transmettre aux importateurs de vos marchandises. L’importateur devra déclarer les paramètres supplémentaires lorsque les marchandises sont importées dans l’UE dans le cadre du MACF.

7.2.2 Exemples concrets dans les secteurs de la sidérurgie

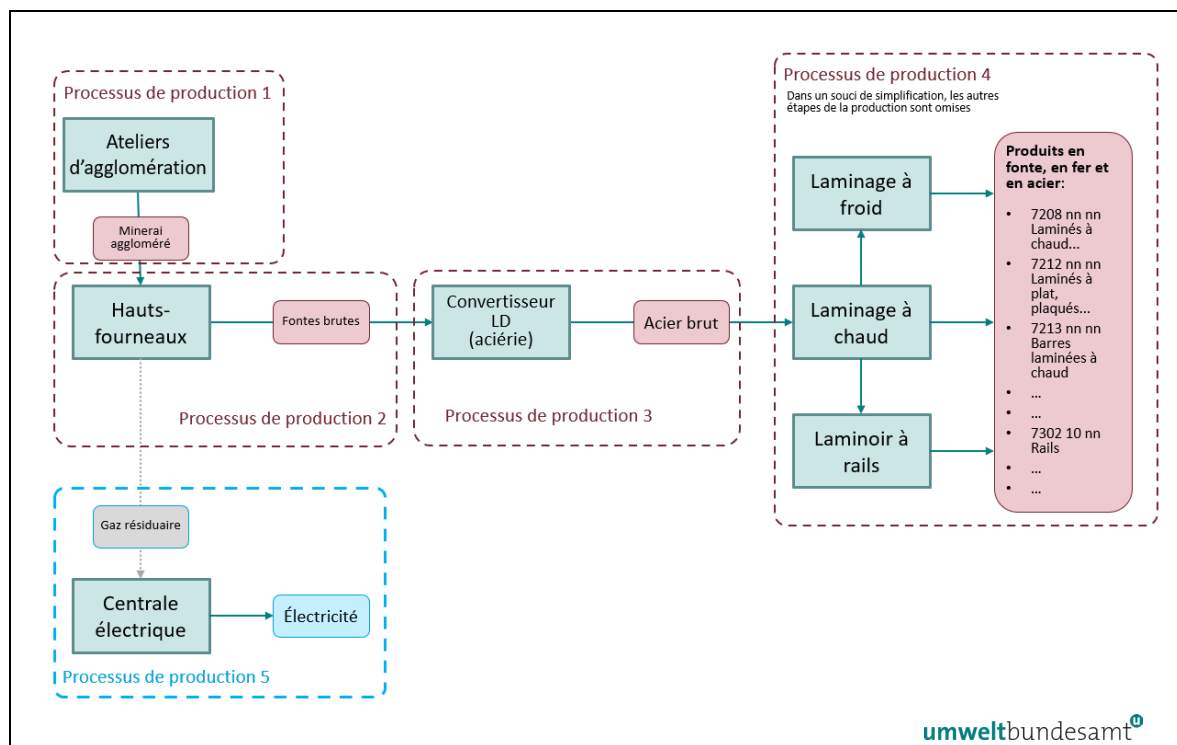
7.2.2.1 Exemple 1 – aciérie intégrée et transformation en produits en fonte, fer ou acier.

L’exemple qui suit montre comment sont calculées les émissions intrinsèques spécifiques des marchandises du secteur de la sidérurgie, produites selon le mode de production à l’oxygène/haut-fourneau. Les émissions intrinsèques des importations dans l’UE sont calculées à la fin de l’exemple en vue de la déclaration pendant la période transitoire.

Dans cet exemple d’aciérie intégrée, l’installation produit cinq produits, chacun correspondant à un seul processus de production, puisqu’il relève d’une catégorie distincte de marchandises agrégées couvertes par le MACF.

Le schéma qui suit présente une vue générale de l’installation et montre les limites du système (en pointillé rouge et bleu pour chaque processus de production). Les unités physiques nécessaires à chaque processus de production ont été regroupées sous les intitulés «Atelier d’agglomération», «Haut-fourneau», «Convertisseur LD» et, pour le formage, sous les intitulés «Laminage à froid», «Laminage à chaud», «Laminage à rails», auxquels s’ajoute la «Centrale électrique»; les matières entrantes et sortantes sont indiquées pour chaque processus de production.

Figure 7-4: exemple de production d'acier au carbone par haut-fourneau – vue d'ensemble



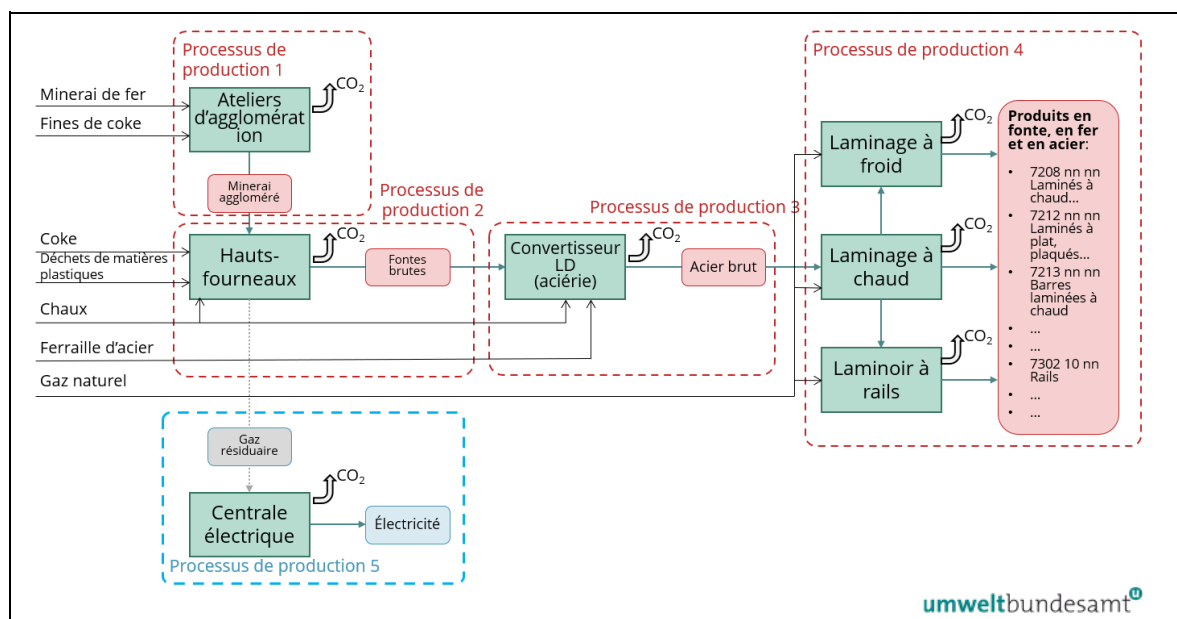
Les cinq processus de production pertinents présentés ci-dessus et décrits plus en détail dans les schémas ci-dessous sont les suivants :

- processus de production 1 – sinter (catégorie agrégée de marchandises «minerai aggloméré») produit dans un atelier d'agglomération. Les limites du système de ce processus de production incluent comme matières entrantes les matières premières (minerai de fer), les combustibles (fines de coke) et l'énergie électrique. Le minerai aggloméré produit grâce à ce processus est un précurseur pertinent dans le processus de production 2;
- processus de production 2 – fonte brute (métal chaud) produite dans un haut-fourneau. Les limites du système de ce processus de production incluent comme matières entrantes les matières premières telles que la chaux, le coke (dont les émissions intrinsèques sont égales à zéro), le précurseur (minerai aggloméré, dont les émissions intrinsèques ne sont pas égales à zéro), les combustibles/agents réducteurs dont le coke et les déchets plastiques des ménages (c'est-à-dire une fraction de déchets mélangés contenant un peu de biomasse), ainsi que l'énergie électrique. La fonte brute produite grâce à ce processus est un précurseur pertinent dans le processus de production 3;
- processus de production 3 – acier brut produit par un convertisseur LD dans une aciérie (à l'oxygène). Les limites du système de ce processus de production incluent comme matières entrantes les matières premières telles que la chaux et la ferraille d'acier (dont les émissions intrinsèques sont égales à zéro), le précurseur (la fonte brute, dont les émissions intrinsèques ne sont pas égales à zéro), les combustibles (le gaz naturel) et l'énergie électrique. L'acier brut produit grâce à ce processus est un précurseur pertinent dans le processus de production 4;

- processus de production 4 – produits en fonte, fer ou acier obtenus par différents processus de formage (laminage à chaud, laminage à froid et laminoir à rails) pour produire des produits de base tels que des barres, des rails et d’autres produits laminés. Les limites du système de ce processus de production incluent comme matières entrantes l’acier brut (dont les émissions intrinsèques ne sont pas égales à zéro), les combustibles (gaz naturel) et l’énergie électrique. Les produits issus de ce processus de production appartiennent tous à la même catégorie agrégée de marchandises des «produits en fonte, fer ou acier» (des marchandises complexes obtenues à partir des différents précurseurs produits) qui sont destinés à la vente;
- processus de production 5 – électricité produite à partir du gaz résiduaire du haut-fourneau (processus de production 2). Le gaz de haut-fourneau est transféré du processus de production 2 au processus de production 5 et l’énergie est récupérée pour produire l’électricité qui vient alimenter les processus 1 à 4.

Le deuxième schéma (Figure 7-5) recense les différents flux utilisés comme matières entrantes dans les processus de production et qui sont responsables d’émissions directes.

Figure 7-5: exemple de production d’acier au carbone par haut-fourneau – émissions directes et flux s’y rapportant

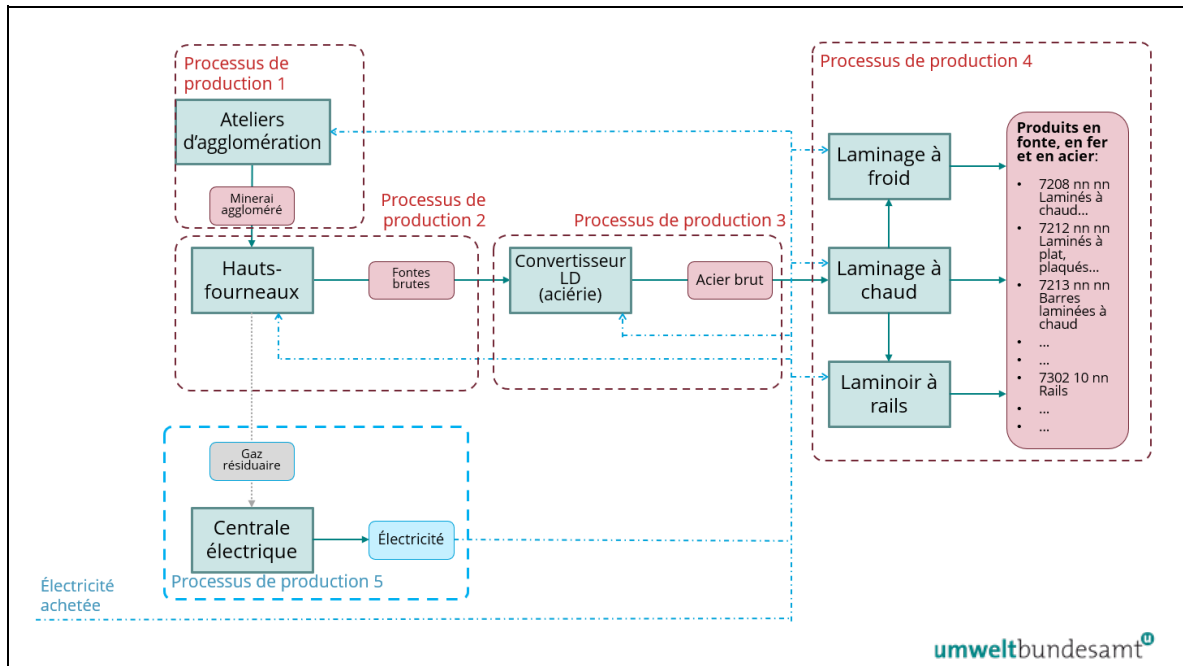


Les émissions directes résultent de la combustion des combustibles (fines de coke, déchets de matières plastiques, gaz naturel) et des gaz résiduaire (gaz de haut-fourneau) utilisés pour produire de l’électricité, des émissions de procédé liées à l’utilisation de coke¹³⁴ en tant qu’agent réducteur et à la décomposition thermique des matières contenant des carbonates (comme la chaux), de même que des émissions du carbone contenu dans les différentes matières en fonte, en fer et en acier.

¹³⁴ Le coke peut également être traité comme un combustible, même s’il est principalement utilisé en tant qu’agent réducteur. Néanmoins, le déclarer en tant que combustible, en incluant son PCI, présente l’avantage de pouvoir l’inclure dans un bilan énergétique aux fins des contrôles de cohérence.

Le troisième schéma (Figure 7-6) ci-dessous indique, au moyen des pointillés bleus, les flux d'électricité qui doivent être surveillés pour connaître les émissions indirectes, lesquels résultent de la consommation de l'électricité produite dans l'installation et provenant du réseau, qui est consommée dans les processus de production 1 à 4.

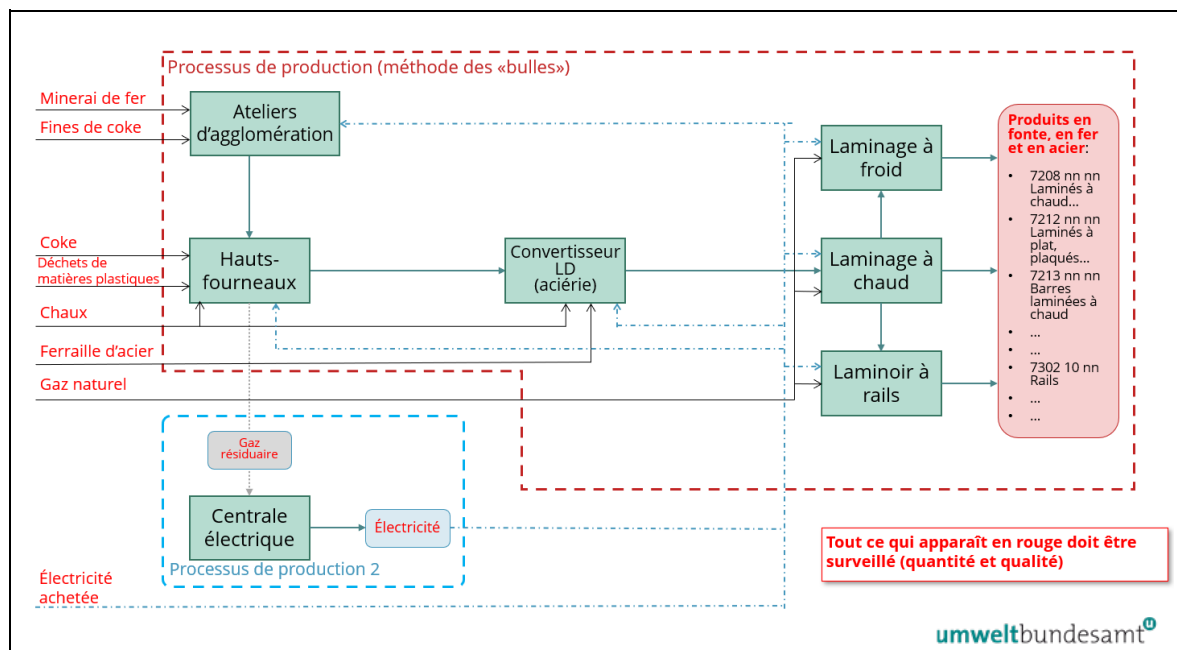
Figure 7-6: exemple de production d'acier au carbone par haut-fourneau – surveillance des émissions indirectes (flux d'électricité)



Une partie des gaz résiduaire (gaz de haut-fourneau) produits au cours du processus de production 2 est récupérée en tant que combustible pour produire de l'électricité grâce au processus de production 5. Cette électricité est consommée dans l'installation, ce qui réduit la quantité nécessaire d'électricité importée du réseau. Cet exemple repose sur l'hypothèse que l'électricité produite est intégralement (100 %) consommée dans l'installation, mais ne couvre pas l'entièreté des besoins électriques de l'installation. Dès lors, dans le calcul des émissions indirectes, il y a lieu de calculer une moyenne pondérée à partir du facteur d'émission de l'électricité produite sur place et de l'électricité du réseau.

Au cours de la **période transitoire**, compte tenu de la **complexité** des processus de production dans le secteur de la sidérurgie, les installations qui produisent deux ou plusieurs catégories agrégées de marchandises dudit secteur (c'est-à-dire du minerai aggloméré, de la fonte brute, du fer de réduction directe, de l'acier brut et des produits en fonte, fer ou acier) sont autorisées à surveiller et à déclarer les émissions intrinsèques en définissant un processus de production conjoint ou une «**bulle**» pour l'ensemble des catégories agrégées de marchandises en fonte, fer ou acier couvertes, à condition que les précurseurs produits servent intégralement à fabriquer les produits finis en fonte, en fer ou en acier (voir la section 6.3).

Figure 7-7: exemple de production d'acier au carbone par haut-fourneau – méthode de surveillance complète. Tous les paramètres en rouge doivent être surveillés.



La Figure 7-7 présente une méthode de surveillance complète pour tous les flux, dans l'installation prise comme exemple. Dans ce schéma, une limite du système sous forme de « bulle » a été tracée autour des processus de production 1 à 4 (produits en fonte, en fer ou en acier). Dans cette « bulle », les émissions directes et indirectes de ce mode de production résultent :

- de la combustion de combustibles – émissions directes résultant de la combustion des combustibles fossiles et des gaz résiduaux;
- des émissions de procédé – émissions directes résultant de la décomposition thermique des carbonates, des agents réducteurs (coke) et du carbone contenu dans les matières en fonte, en fer ou en acier, y compris la ferraille;
- les émissions indirectes qui résultent de l'énergie électrique consommée dans le processus de production conjoint doivent être surveillées et déclarées au cours de la période transitoire.

Les matières entrantes et sortantes indiquées en rouge sont les paramètres que l'exploitant doit surveiller pour attribuer les émissions et déterminer les émissions intrinsèques spécifiques directes et indirectes du processus formant la « bulle ». La surveillance porte sur les deux aspects: quantitatif (les données d'activité, voir la section 6.5.1.3) et qualitatif (les facteurs de calcul, voir la section 6.5.1.4). Les niveaux d'activité des différentes marchandises produites doivent également faire l'objet d'une surveillance. Néanmoins, avec la méthode des « bulles », les produits intermédiaires (précurseurs), dans cet exemple le minerai aggloméré, la fonte brute et l'acier brut, ne doivent pas être surveillés. Par ailleurs, les quantités d'électricité et de combustibles utilisées dans plusieurs processus de production ne doivent pas être réparties entre les niveaux d'utilisation du processus de production.

Compte tenu de la complexité de l'installation, avec ses nombreux flux et flux de matières, il convient de suivre la méthode du bilan massique (voir la section 6.5.1.2) pour obtenir un bilan complet de la quantité de carbone qui entre dans l'installation et qui en sort. En suivant cette méthode, 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 processus. Le carbone quittant l'installation dans des produits et des résidus au lieu d'être émis doit également être pris en compte en définissant les flux sortants, dont les données d'activité sont négatives (voir en rouge dans le Table 7-6).

Tableau 7-6: exemple de calcul pour une production d'acier au carbone par haut-fourneau – bilan massique pour les émissions directes de l'installation. DA = données d'activité, TC = teneur en carbone.

Niveaux de consommation	DA (t)	TC	Fraction biomasse	Émissions (t CO ₂) ¹³⁵	Remarques
Fines de coke	50 000	88,0 %		161 216,0	
Minerais de fer	5 600 000	0 023 %		4 719,2	
Coke	2 200 000	88,0 %		7 093 504,0	
Déchets de matières plastiques	70 000	68,4 %	16 %	147 270,8	Fraction issue de la biomasse ¹³⁶ = 28 052 t CO ₂
Ferraille (externe)	800 000	0,210 %		6 155,5	
Ferraille (interne)	200 000	0,180 %		1 319,0	
Chaux calcinée	280 000	0,273 %		2 800,0	
Gaz naturel	170 000	75,0 %		467 160,0	
Autres matières entrantes	40 000	10,0 %		14 656,0	
Total				7 898 800,6	
Carbone dans les matières produites	DA (t)	TC		«Émissions» (négatives) (t CO₂)	
Acier	- 4 800 000	0,180 %		- 31 657,0	
Scories	- 1 000 000	0 030%		- 1 099,0	
Total				- 32 756,2	
Émissions directes totales de l'installation				7 866 044,4	

Dans le Table 7-6 ci-dessus, la teneur en carbone des différents flux entrants et sortants est convertie dans son équivalent CO₂, y compris pour la ferraille provenant de différentes sources. Les émissions provenant de la biomasse dans le mélange de déchets de matières plastiques (dans l'hypothèse où ils sont issus de déchets municipaux solides) sont considérées comme égales à zéro (voir la section 6.5.4). Les émissions directes totales, hors carbone présent dans les matières produites, peuvent alors être calculées.

¹³⁵ Facteur 3,664 t CO₂/t C

¹³⁶ Calculée comme suit: 70 000 x 68,4 % x 16 % x 3,664 t CO₂/t carbone = 28 052 t CO₂

Il reste ensuite à calculer les émissions indirectes totales, ainsi qu'une correction correspondant au gaz résiduaire lié aux émissions directes utilisé pour produire de l'électricité. Aux fins de cet exemple, nous avons émis les hypothèses suivantes.

Tableau 7-7: production d'acier carbone par haut-fourneau – calcul des émissions indirectes de l'installation

Émissions indirectes de l'installation	
Hypothèses:	
–	40 % du gaz résiduaire produit est utilisé pour produire de l'électricité (rendement de 35 %).
–	75 % de la consommation d'électricité est couverte, le reste provient du réseau.
–	Le facteur d'émission pour le gaz résiduaire est basé sur un gaz naturel équivalent, mais avec un rendement inférieur à celui d'autres centrales au gaz naturel (FE = 0,576 t CO ₂ /MWh).
–	Facteur d'émission du réseau = 0,628 t CO ₂ /MWh (mélange composé de 50 % de charbon, 30 % de gaz naturel, le reste étant issu de sources renouvelables).
Facteur d'émission pondéré de l'électricité consommée dans l'installation: 0,589 t CO₂/MWh.	
Consommation d'électricité totale de l'installation: 1 658 844 MWh/an.	
Émissions indirectes totales de l'installation: 977 059 t CO₂/an.	

Pour éviter de comptabiliser deux fois les émissions résultant du gaz résiduaire utilisé pour produire de l'électricité, il est nécessaire de les déduire des émissions directes. Les données d'activité pour le gaz résiduaire sont calculées de la manière suivante, à partir de l'électricité produite et à l'aide des informations sur l'apport de combustible et le rendement de la production communiquées ci-dessus:

- électricité produite à partir du gaz résiduaire: 1 244 133 MWh (mesure)
- apport de combustible total (gaz résiduaire): $1\,244\,133 / 0,35$ rendement = 3 554 666 MWh
- en TJ: $3\,544\,666 \times 0,0036 = 12\,800$ TJ

La quantité à déduire des émissions directes correspondant au gaz résiduaire utilisé pour produire de l'électricité est calculée dans le Table 7-8 ci-dessous, à l'aide de l'équation donnée à la section 6.2.2.2 pour $WG_{\text{corr,exp}}$

Tableau 7-8: exemple de calcul dans la production d'acier carbone par haut-fourneau – émissions directes totales de l'installation, après correction pour déduction du gaz résiduaire

			t CO ₂ /an	Remarque
Émissions directes totales de l'installation			7 866 044	Voir Table 7-6 ci-dessus
	DA (TJ)	FE (gaz naturel)	Facteur de correction	

Déduction pour les gaz résiduaux	- 12 800	56,1	0,667	- 478 959	Déduction pour le gaz résiduaire utilisé pour produire de l'électricité
Émissions directes totales du processus de production des produits en acier brut				7 387 085	Émissions directes totales corrigées

Ensuite, le Table 7-9 donne des exemples de données sur le niveau d'activité pour des marchandises produites dans l'installation de l'exemple au cours de la période de déclaration.

Tableau 7-9: exemple de niveaux d'activité pour des marchandises produites au cours de la période de déclaration

Produits	Niveau d'activité (NA)	Unités
<i>Précurseurs</i>		
Fontes brutes	4 000 000	t/an
Acier brut	5 000 000	t/an
<i>Produits en fonte, fer ou acier</i>		
Tôles	3 500 000	t/an
Barres	800 000	t/an
Rails	500 000	t/an
Total des marchandises produites	4 800 000	t/an
Ferraille interne	200 000	t/an

Les données relatives aux émissions directes et indirectes totales du Table 7-7 et du Table 7-8 ainsi que les données relatives à la production dans le Table 7-9 permettent maintenant de calculer les émissions intrinsèques spécifiques directes et indirectes pour les produits en fonte, en fer ou en acier, comme dans le Table 7-10 suivant.

Tableau 7-10: exemple de calcul des émissions intrinsèques spécifiques suivant la méthode simplifiée/des «bulles» pour les produits en fonte, en fer ou en acier

Quantité totale de marchandises produites (produits en acier)	4 800 000	t/an
Émissions directes totales du processus de production des produits en acier	7 387 085	t CO ₂ /an
Émissions indirectes totales de l'installation	976 919	t CO ₂ /an
Émissions intrinsèques directes spécifiques	1,539	t CO ₂ /produit en acier
Émissions intrinsèques indirectes spécifiques	0,204	t CO ₂ /produit en acier
Émissions intrinsèques totales spécifiques	1,743	t CO₂/produit en acier

À la dernière étape, on peut déterminer l'**obligation de déclaration au titre du MACF** pour ces produits en fonte, en fer ou en acier dans l'Union. Par exemple, pour l'importation de 10 000 tonnes de produits en fonte, en fer ou en acier, comme des rails:

- **période transitoire (uniquement déclaration):**

- émissions intrinsèques directes = 10 000 t x 1,539 t CO₂/t = 15 390 t CO₂
- émissions intrinsèques indirectes = 10 000 t x 0,204 t CO₂/t = 2 040 t CO₂

Total: 17 430 t CO₂

7.2.2.2 Exemple 2 – four électrique à arc et conversion en produits en fonte, en fer ou en acier

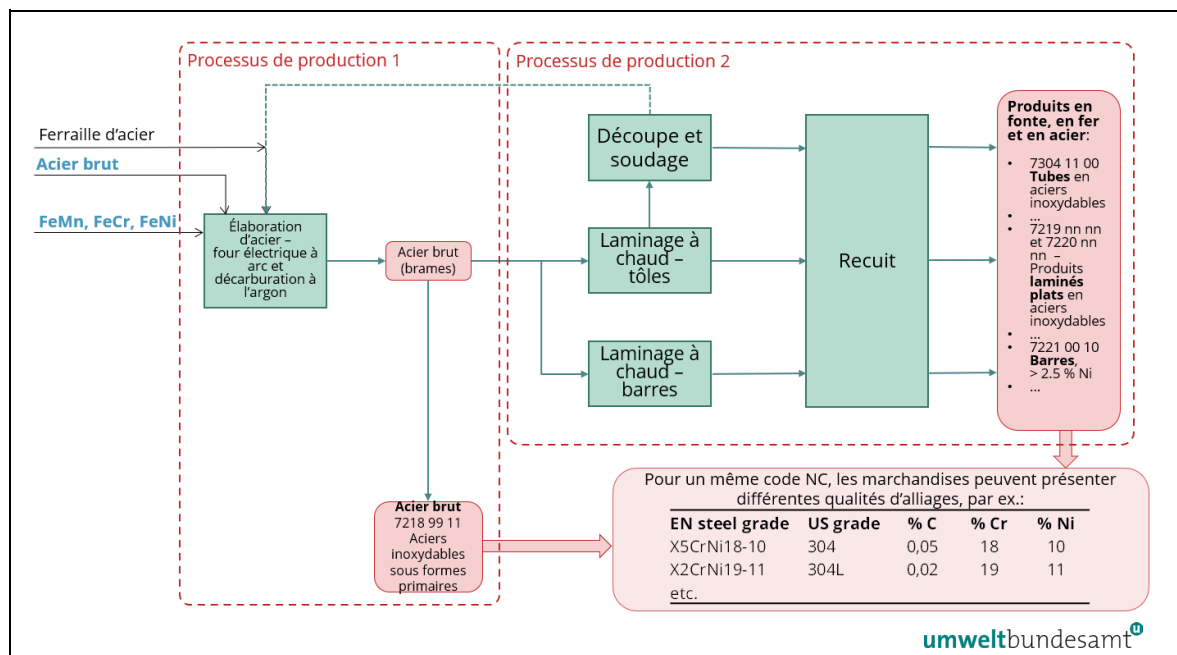
L'exemple qui suit montre comment sont calculées les émissions intrinsèques spécifiques de l'acier brut et des produits en fonte, fer ou acier, produits dans un four électrique à arc. Les émissions intrinsèques des importations dans l'UE sont calculées à la fin de l'exemple en vue de la déclaration pendant la période transitoire.

Dans cet exemple de mode de production par four électrique à arc, l'installation produit des produits appartenant à deux catégories agrégées de marchandises, chaque catégorie correspondant à un seul processus de production.

La Figure 7-8 présente une vue générale de l'installation et montre les limites du système (en pointillé rouge pour chaque processus de production). Les unités physiques nécessaires à chaque processus de production ont été regroupées sous l'intitulé «Élaboration d'acier – four électrique à arc et décarburation à l'argon» et, pour le formage, sous les intitulés «Découpe et soudage», «Laminage à chaud – tôles», «Laminage à chaud – barres» et «Recuit». Les matières entrantes et sortantes pertinentes sont indiquées pour chaque processus de production.

Remarque: cet exemple illustre la production d'acier fortement allié. Dès lors, les différentes marchandises produites se caractérisent non seulement par leurs codes NC, mais par différentes qualités d'alliage. Aux fins de la déclaration au titre du MACF, au cours de la période transitoire, les règles de surveillance sont telles qu'il y a lieu de considérer que les différents alliages au sein de la même catégorie agrégée de marchandises sur toute la période de déclaration ont les mêmes émissions intrinsèques; autrement dit, on utilise une moyenne pondérée des qualités d'alliage pour que les règles de surveillance restent raisonnablement simples. Cependant, la qualité de l'alliage (la teneur en éléments d'alliage Cr, Mn et Ni et la teneur en carbone) doit être déclarée, à titre d'information supplémentaire, au moment de l'importation. Par conséquent, l'importateur devra déclarer séparément chaque combinaison de code NC/qualité d'alliage.

Figure 7-8: exemple d'une installation produisant de l'acier fortement allié dans un four électrique à arc – vue d'ensemble

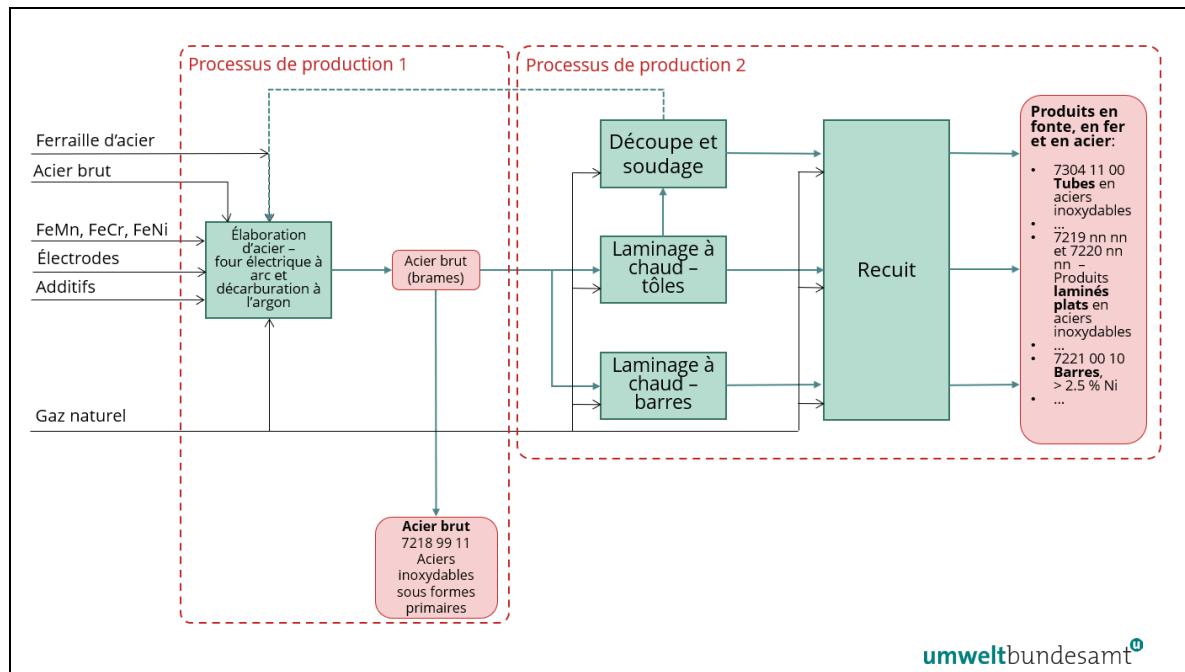


Les deux processus de production pertinents présentés ci-dessus et décrits plus en détail dans les schémas ci-dessous sont les suivants:

- processus de production 1 – acier brut produit suivant le mode de production par four électrique à arc/décarburation à l'argon, sous forme de brames, de différentes qualités d'alliages. Les limites du système de ce processus de production incluent comme matières entrantes la ferraille d'acier issue du procédé de production 2 (l'acier qui est coupé lors de la production des tuyaux), les précurseurs (acier brut et alliages), les combustibles (gaz naturel), les électrodes en graphite et autres additifs, ainsi que l'énergie électrique. L'acier brut produit grâce à ce processus est vendu et sert également de précurseur pertinent dans le processus de production 2. Du fait de la vente du précurseur, la méthode des «bulles» n'est pas autorisée dans cet exemple;
- processus de production 2 – produits en fonte, fer ou acier, de différentes qualités d'alliage, produits par différents processus de formage qui permettent d'obtenir des produits de base tels que des tubes (découpe, laminage et soudage), des barres (laminage à chaud et recuit) et des tôles. Les limites du système de ce processus de production incluent comme matières entrantes l'acier brut (dont les émissions intrinsèques ne sont pas égales à zéro), les combustibles (gaz naturel) et l'énergie électrique. Ce processus de production permet d'obtenir des produits finis en fonte, fer ou acier destinés à la vente.

Le deuxième schéma (Figure 7-9) recense les différents flux utilisés comme matières entrantes dans les processus de production et qui sont responsables d'émissions directes.

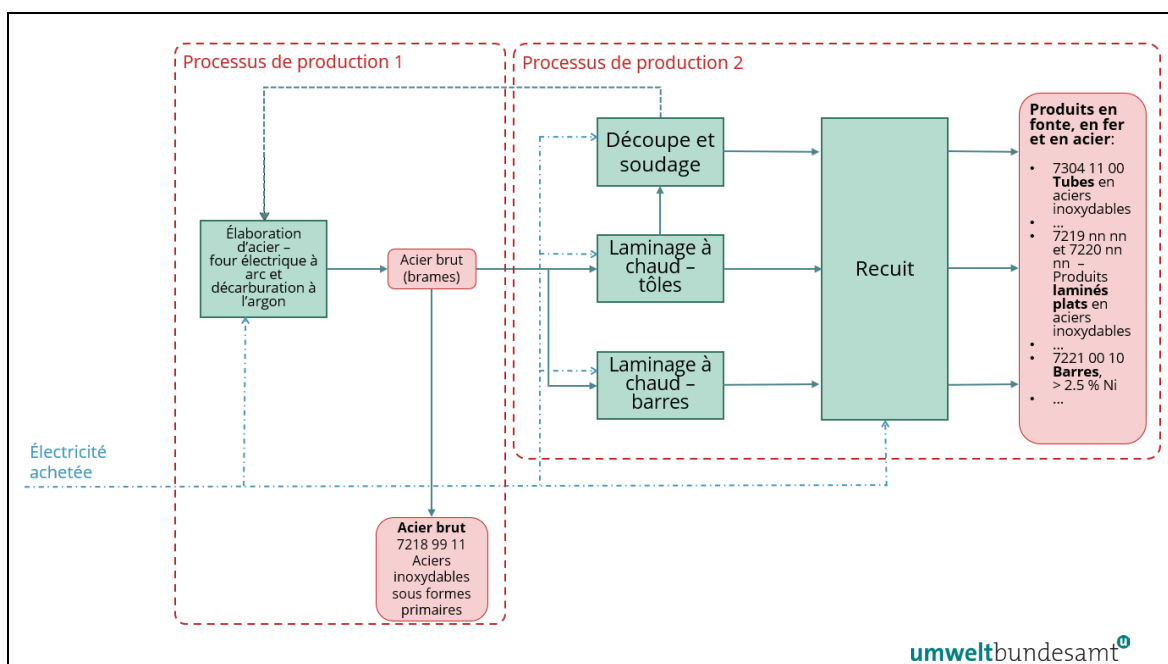
Figure 7-9: exemple d'une installation produisant de l'acier fortement allié dans un four électrique à arc – flux pertinents aux fins de la surveillance des émissions directes suivant une méthode fondée sur le calcul



Les émissions directes résultent de la combustion des combustibles (gaz naturel) et des émissions de procédés provenant des électrodes en graphite, autres additifs et des émissions du carbone contenu dans les différentes matières en fonte, fer et acier.

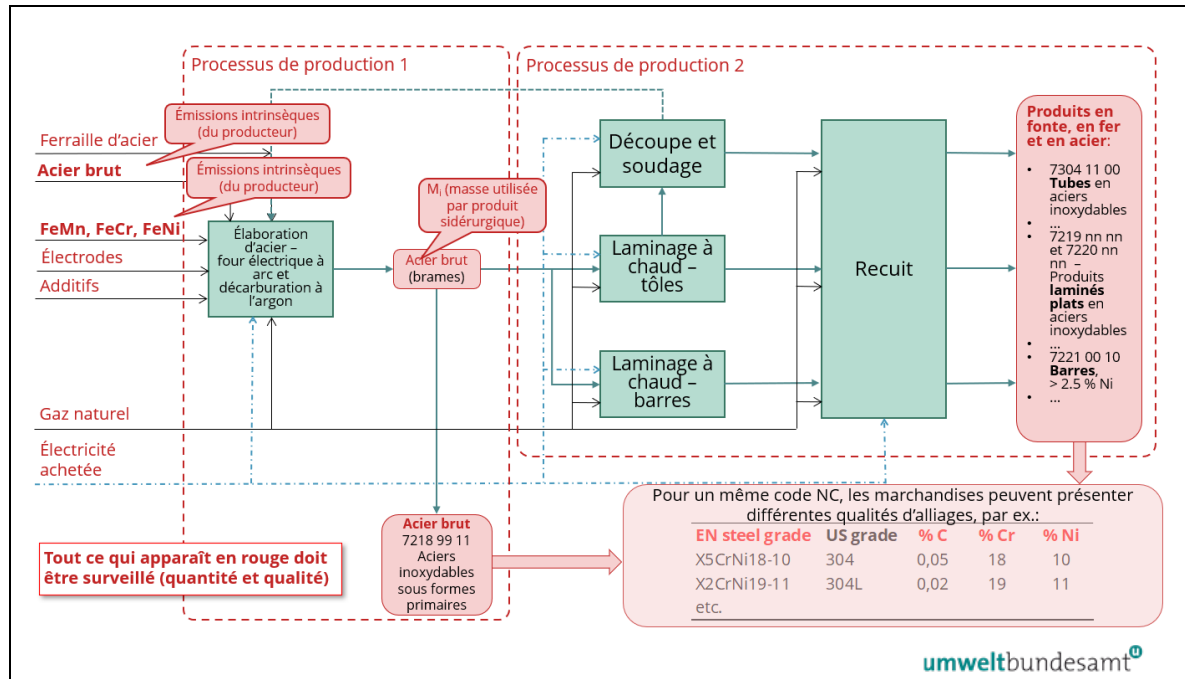
Le troisième schéma (Figure 7-10) montre les émissions indirectes résultant de la consommation de l'électricité au cours des processus de production 1 et 2.

Figure 7-10: installation type produisant de l'acier fortement allié dans un four électrique à arc – consommation d'électricité aux fins de la surveillance des émissions indirectes



Le quatrième schéma (Figure 7-11) présente une méthode de surveillance complète pour tous les flux, dans l'installation type.

Figure 7-11: installation type produisant de l'acier fortement allié dans un four électrique à arc – méthode de surveillance complète. Tout ce qui apparaît en rouge doit être surveillé.



Dans l'exemple 1 du secteur sidérurgique (section 7.2.2.1), une méthode des «bulles» était d'application, car tous les précurseurs produits par l'installation servaient intégralement à fabriquer des produits finis en fonte, fer et acier. Toutefois, l'exploitant de notre dernier exemple ne peut recourir à cette méthode, car une partie du précurseur (acier brut inoxydable) produit par le processus de production 1 est réservée à une autre destination et vendue avant d'arriver au processus de production 2. Dès lors, les émissions intrinsèques spécifiques doivent être calculées séparément pour chaque processus de production de l'installation.

Les matières entrantes et sortantes indiquées en rouge dans le Table 7-11 sont les paramètres que l'exploitant doit surveiller pour attribuer les émissions et déterminer les émissions intrinsèques spécifiques directes et indirectes des deux processus. La surveillance porte sur les deux aspects: quantitatif (les données d'activité, voir la section 6.5.1.3) et qualitatif (les facteurs de calcul, voir la section 6.5.1.4). En cas d'achat de précurseur, elle porte également sur les émissions intrinsèques spécifiques (voir la section 6.8.2).

Comme dans l'exemple 1, compte tenu de la complexité de l'installation et de ses différents flux et flux de matières, il convient de suivre la méthode du bilan massique pour obtenir un bilan complet de la quantité de carbone qui entre dans l'installation et qui en sort. En suivant cette méthode, 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 processus. Le carbone quittant l'installation

dans des produits au lieu d’être émis doit également être pris en compte en définissant les flux sortants dont les données d’activité sont négatives (voir en rouge dans le Table 7-11).

Tableau 7-11: installation de four électrique à arc, exemple de niveaux de consommation – méthode du bilan massique

Niveaux de consommation	DA (t)	TC	FE	PCI [GJ/t]	Émissions (t CO ₂) ¹³⁷	Hypothèses/remarques
Ferraille d’acier (marché)	1 345 000	0,08 %			3 942,5	Conversion en CO ₂
Gaz naturel	163 806		56,1	48	441 096,9	Valeurs GIEC; FE exprimé en t CO ₂ /TJ
Électrodes en graphite	4 468	81,9 %			13 407,6	Valeurs GIEC
Divers additifs	89 360		0,45		40 212,0	Calcaire, autres matières omises; FE [t CO ₂ /t]
Acier brut (achat)	80 540	0,15 %			442,6	
FeNi (28 % Ni)	346 773	1,5 %			19 058,6	
FeCr (52 % Cr)	331 213	5,2 %			63 105,4	
FeMn (31 % Mn)	60 595	2,8 %			6 216,6	
Total					587 482,3	
Carbone dans les matières produites	DA	TC			Émissions (négatives)	
Acier	- 2 140 000	0,180 %			- 14 114	Hors ferraille ¹³⁸
Scories	- 107 232	0 030%			- 118	
Total					- 14 232	
Émissions directes totales de l’installation					573 251	t CO₂/an
Émissions indirectes		MWh	FE (t CO ₂ /MWh)		Émissions (t CO ₂)	
Consommation totale d’électricité		1 888 460	0,833		1 573 087	t CO₂/an

Dans le Table 7-11, la teneur en carbone (TC) des différents flux entrants et sortants est convertie en équivalent CO₂ pour calculer les émissions directes totales, hors carbone contenu dans les matières produites (acier et scories résultant du processus).

Les émissions indirectes totales sont également calculées dans le même tableau.

Le Table 7-12 suivant résume d’abord les niveaux d’activité des deux processus de production. Il montre ensuite comment le gaz naturel, l’énergie électrique et leurs émissions sont attribués au processus 2. Les données relatives à l’énergie et aux émissions sont calculées à l’aide des valeurs de la consommation d’énergie spécifique (SEC) des barres, tôles et tuyaux. Le reste, qui correspond aux émissions directes, est ensuite attribué au processus de production 1, dans la partie inférieure du tableau.

¹³⁷ Facteur 3,664 t CO₂/t carbone

¹³⁸ Après déduction des quantités de ferraille.

Tableau 7-12: installation de four électrique à arc, exemple de calcul des émissions intrinsèques par processus de production et par produit (remarque: SEC = consommation d'énergie spécifique)

Niveaux de production	Tonnes	Four électrique à arc/décarburation à l'argon et laminage (à chaud) – consommation d'énergie		Remarque
		Gaz naturel GJ/t	Électricité en kWh/t	
Brames	2 234 000	0,31	700	Processus 1 – tonnes produites, four électrique à arc
Brames sur le marché	1 007 000			
Barres sur le marché	456 000	5,4	180	Processus 2 – valeurs SEC utilisées pour attribuer l'énergie et les émissions.
Tôles	771 000	4,45	220	Processus 2 – valeurs SEC utilisées pour attribuer l'énergie et les émissions.
Tôles sur le marché	221 000			
Tôles transformées en tuyaux	550 000			
Tuyaux	456 000	2,8	160	Processus 2 – valeurs SEC utilisées pour attribuer l'énergie et les émissions.
Ferraille (recyclage interne)	94 000			Ferraille issue de la conversion des tôles en tuyaux (acier découpé).
Attribution des émissions		Émissions directes (t CO₂)	Électricité consommée (MWh)	Émissions indirectes (t CO₂)
Processus 1 (four électrique à arc/décarburation à l'argon)		171 005	1 563 800	1 302 645
Processus 2 (laminage, etc.)		402 245	324 660	270 442
Total		573 251	1 888 460	1 573 087

Aucune émission intrinsèque n'est attribuée à la ferraille d'acier issue du processus de production 2, car elle est recyclée en interne dans le processus 1.

Grâce aux données relatives à la répartition des émissions attribuées entre les deux processus de production, dans le Table 7-12, les émissions intrinsèques spécifiques sont ensuite calculées pour chaque produit couvert par le MACF dans les deux tableaux suivants, pour les émissions directes comme pour les émissions indirectes. À ce stade, les émissions intrinsèques des précurseurs (acier acheté et alliages dans le processus 1, acier brut dans le processus 2) doivent être ajoutées.

Le Table 7-13 calcule les émissions intrinsèques spécifiques directes et indirectes pour les brames d'acier brut. Les données utilisées dans les calculs sont les suivantes:

- les émissions au niveau de l'installation pour le processus 1 – déterminées ci-dessus;
- les émissions intrinsèques des précurseurs consommés au cours du processus 1 – calculées ci-dessous, pour les précurseurs achetés tels que l'acier brut et les alliages;

- le niveau d'activité des brames d'acier brut au cours de la période de déclaration. Le niveau d'activité correspond à la somme des brames vendues et des brames utilisées dans le processus 2.

Tableau 7-13: installation de four électrique à arc, exemple de calcul des émissions intrinsèques totales – processus 1 (acier brut/brames)

Précurseurs	SEE dir.	MWh/t	SEE indir.	Consommation (t)	Ém. dir. (t CO ₂)	MWh	Ém. indir. (t CO ₂)	Total t CO ₂
Acier brut	1,48	0,245	0,204	80 540	119 199	19 724	16 430	
FeNi (28 % Ni)	3,00	3,001	2,5	346 773	1 040 319	1 040 735	866 933	
FeCr (52 % Cr)	2,5	2,821	2,35	331 213	828 034	934 396	778 352	
FeMn (31 % Mn)	1,3	2,281	1,9	60 595	78 774	138 212	115 131	
Calcul des émissions intrinsèques totales des brames (processus 1)								
Niveau d'activité du processus 1 (brames)				2 234 000				
Émissions se rapportant à l'installation					171 005	1 563 800	1 302 645	
Émissions intrinsèques des précurseurs consommés (voir totaux ci-dessus)					2 066 325	2 133 067	1 776 845	
Émissions intrinsèques totales					2 237 331	3 696 867	3 079 490	5 316 821
Émissions intrinsèques spécifiques (t CO₂/t de dalles) ou MWh/t					1,001	1,655	1,378	2,380

Le calcul pour le processus 2 pourrait être comparable à celui du processus 1. Toutefois, dans les présentes orientations, le Table 7-14 présente le calcul des émissions intrinsèques spécifiques directes et indirectes de marchandises complexes (produits en fonte, fer ou acier) sur la base uniquement des émissions intrinsèques spécifiques et des émissions attribuées spécifiques du deuxième processus, c'est-à-dire en omettant le niveau d'activité et les émissions totales du deuxième processus de production.

Tableau 7-14: installation de four électrique à arc, exemple de calcul des émissions intrinsèques de marchandises complexes Processus 2 – produits sidérurgiques

Total des tonnes produites:					
barres sur le marché	456 000	t			
tôles sur le marché	221 000	t			
tuyaux	456 000	t			
Total des produits sidérurgiques	1 133 000	t			
Consommation des précurseurs (brames)	1 227 000	t			
Masse de brames (acier brut) consommée par t:	1,083	t/t			
			Émissions directes (t CO₂)	MWh	Émissions indirectes (t CO₂)
Rapport de masse (M _i) du précurseur	1,083				
SEE _i du précurseur			1,001	1,655	1,378

Émissions par tonne de produit dans le processus 2		0,355	0,287	0,239	
Émissions intrinsèques spécifiques (SEE) (t CO₂/t de produit en acier)		1,440	2,079	1,732	3,171

Pour calculer les émissions intrinsèques totales des produits sidérurgiques finis issus du processus 2 ci-dessus, il y a lieu de tenir compte du **ratio de masse (M_i)** du précurseur (voir la section 6.2.2.3 pour plus d'informations sur la méthode de calcul). Il s'agit de la masse de brames d'acier brut consommées par tonne de produits sidérurgiques fabriqués, calculée comme suit:

- masse de brames/masse de produits sidérurgiques: $1\,227\,000/1\,133\,000 = \mathbf{1,083}$ (même résultat qu'au-dessus). Les valeurs des SEE_i directes et indirectes du précurseur sont ensuite ajustées selon ce ratio:
- pour les SEE_i directes (précurseur): $1,001 \times 1,083 = 1,084$.

Le total des émissions intrinsèques spécifiques directes et indirectes du produit sidérurgique complexe sont ensuite calculées, comme décrit ci-dessus.

L'obligation de déclaration au titre du MACF applicable à l'importation de brames d'acier brut et autres produits sidérurgiques dans l'UE au cours de la période transitoire peut alors être déterminée en suivant la méthode présentée ci-dessus; par exemple, pour l'importation de 100 tonnes de produit, par exemple des tuyaux en acier:

- **période transitoire (uniquement déclaration):**
 - émissions intrinsèques directes = $100 \times 1,440 = 144 \text{ t CO}_2$
 - émissions intrinsèques indirectes = $100 \times 1,732 = 173,2 \text{ t CO}_2$
- Total: 317,2 t CO₂

7.2.2.3 Exemple 3 – production de vis et d'écrous à partir de profilés en acier achetés

Cet exemple classique pour de nombreuses installations non intégrées fabriquant des produits sidérurgiques peut également s'appliquer à d'autres secteurs, comme celui de la production d'aluminium. Dans cet exemple, l'installation achète des précurseurs, lesquels sont responsables de la majorité des émissions intrinsèques, tandis que son propre processus contribue très peu aux émissions intrinsèques totales.

L'hypothèse posée est que l'installation achète des profilés en acier de deux qualités (les deux produits étant couverts par le MACF):

- des profilés en acier carbone dont les émissions intrinsèques sont déterminées comme dans l'exemple 1; et
- des profilés en acier fortement allié dont les émissions intrinsèques sont déterminées comme dans l'exemple 2.

Le processus de production se déroule comme suit:

- laminage à chaud des profilés pour obtenir des fils de différents diamètres;
- découpe et forgeage des fils pour obtenir des vis;
- découpe et forgeage des fils, puis perçage/usinage pour obtenir des écrous.

Tous ces processus consomment du gaz naturel et de l'électricité, l'installation est donc elle-même responsable d'émissions directes et indirectes. Cela étant, la majorité des émissions intrinsèques résultent des précurseurs. Les étapes de découpe et d'usinage donnent lieu à des quantités importantes de ferraille. Conformément aux dispositions du règlement d'exécution, les émissions intrinsèques attribuées à la ferraille sont égales à zéro. En raison de la production de ferraille, le poids du précurseur utilisé est supérieur au poids des produits finaux. Le facteur m_i est > 1 (voir la formule à la section 6.2.2.3).

Dans l'installation de l'exemple, seule une catégorie agrégée de marchandises est produite (vis et écrous de différentes qualités d'alliages). Dès lors, l'exploitant ne peut déterminer qu'une seule valeur moyenne pour les émissions indirectes et directes annuelles. Néanmoins, compte tenu des différentes proportions de ferraille dans les deux grands groupes de produits et des quantités différentes produites, l'exploitant peut choisir de calculer les émissions intrinsèques séparément pour les produits en acier carbone et les produits en acier fortement allié.

Le Table 7-15 indique les données que l'exploitant doit surveiller (quantités de matières entrantes et sortantes, consommation énergétique, consommation de précurseurs, émissions intrinsèques spécifiques des précurseurs obtenus auprès de leurs producteurs).

Le Table 7-16 présente le calcul des émissions intrinsèques spécifiques des deux groupes de produits, pour les émissions indirectes et directes séparément, lorsque les émissions spécifiques propres à l'installation sont ajoutées aux émissions intrinsèques des précurseurs.

Enfin, le Table 7-17 fait la synthèse du calcul des émissions intrinsèques totales par tonne des deux groupes de produits.

Tableau 7-15: exemple d'installation n° 3, principales matières entrantes et sortantes

Précurseurs:	SEE directes (t CO ₂ /t)	SEE indirectes (t CO ₂ /t)		
Acier carbone (voir exemple 1)	1,539	0,204		
Acier fortement allié (voir exemple 2)	1,440	1,732		
Produits:	Niveau d'activité (t produit/an)	quantité consommée (t acier/an)	ferraille produite (t/an)	m_i (t précurseur/ t produit)
Vis et écrous en acier carbone	17 000,00	20 000,00	3 000,00	1,176
Vis et écrous en acier fortement allié	8 200,00	10 000,00	1 800,00	1,220
Énergie consommée (moyenne pour les deux produits)			Facteur d'émission	
Gaz naturel (chauffage, forgeage, etc.)	3,5	GJ/t produit	56,1	t CO ₂ /TJ
Électricité	200	kWh/t produit	0,833	t CO ₂ /MWh

Tableau 7-16: exemple d'installation n° 3, calcul des émissions intrinsèques spécifiques (SEE)

Émissions spécifiques directes	SEE (t CO ₂ /t)	<i>m_i</i> (t/t)	SEE (t CO ₂ /t produit)
Précurseur: acier carbone	1,539	1,176	1,810
Émissions directes (gaz naturel)			0,196
Total SEE (vis et écrous en acier carbone)			2,006
Précurseur: acier fortement allié	1,440	1,220	1,757
Émissions directes (gaz naturel)			0,196
Total SEE (vis et écrous en acier fortement allié)			1,953

Émissions spécifiques indirectes	SEE (t CO ₂ /t)	<i>m_i</i> (t/t)	SEE (t CO ₂ /t produit)
Précurseur: acier carbone	0,204	1,176	0,240
Émissions indirectes (électricité)			0,167
Total SEE (vis et écrous en acier carbone)			0,407
Précurseur: acier fortement allié	1,732	1,220	2,113
Émissions indirectes (électricité)			0,167
Total SEE (vis et écrous en acier fortement allié)			2,280

Tableau 7-17: exemple d'installation n° 3, calcul des émissions intrinsèques spécifiques (SEE)

Totaux:	SEE directes t CO ₂ /t	SEE indirectes (t CO ₂ /t)	Total SEE t CO ₂ /t
Vis et écrous en acier carbone	2,006	0,407	2,413
Vis et écrous en acier fortement allié	1,953	2,280	4,233

7.3 Engrais

L'encadré ci-dessous indique les sections du règlement d'exécution qui sont applicables à ce secteur pendant la période transitoire du MACF.

Références dans le règlement d'exécution

- **Annexe II**, section 3 (dispositions particulières et exigences de surveillance par mode de production), sous-sections 3.7 à 3.10 (catégories agrégées de marchandises du secteur des engrais).
- **Annexe IV**, section 2 (paramètres sectoriels relatifs aux marchandises couvertes par le MACF que les producteurs de marchandises doivent déclarer aux importateurs dans la communication des données relatives aux émissions).
- **Annexe III**, section **B.6** (Exigences relatives à la méthode fondée sur la mesure pour le CO₂ et le N₂O), section **B.8** (Exigences relatives aux transferts de CO₂ entre les installations), section **B.9.3 (Règles complémentaires pour les émissions associées à la production d'acide nitrique)**, section **B.9.3.1** (Règles générales pour la mesure du N₂O), section **B.9.3.2** (Détermination du débit des effluents gazeux), section **B.9.3.3 (Concentrations d'oxygène)**.

7.3.1 Exigences sectorielles en matière de surveillance et de déclaration

Il convient de surveiller les émissions intrinsèques directes et indirectes conformément à la méthode prévue dans le règlement d'exécution et décrite à la section 6 du présent document.

7.3.1.1 Surveillance des émissions

Les émissions pertinentes qui doivent être surveillées et déclarées dans le secteur des engrais sont les suivantes:

- les émissions (directes) de dioxyde de carbone résultant du processus de combustion de combustibles, uniquement pour les unités fixes (sont exclues les émissions résultant d'unités mobiles telles que des véhicules);
- les émissions (directes) de dioxyde de carbone et de protoxyde d'azote (N₂O) résultant du processus, en particulier:
 - les émissions de N₂O résultant de l'oxydation catalytique de l'ammoniac et/ou des dispositifs de réduction des émissions de NO_x/N₂O (mais pas de la combustion); et
 - sous certaines conditions, le CO₂ transféré depuis le processus de production de l'ammoniac vers d'autres installations (voir la section 6.5.6.2);
- les émissions (directes) de dioxyde de carbone résultant de la production de la chaleur mesurable (vapeur, par exemple) et du refroidissement consommée dans les limites du système du processus de production, quel que soit le lieu de production de la chaleur (qu'il s'agisse d'une production sur site ou d'importations en provenance de l'extérieur);
- les émissions (directes) de dioxyde de carbone résultant du contrôle des émissions (par exemple, des matières premières contenant des carbonates telles que la soude utilisée pour l'épuration des gaz de combustion acides). Ces émissions sont couvertes pour chaque marchandise, le cas échéant.

Les émissions directes résultant de tous ces flux ne sont pas déclarées séparément, mais additionnées pour obtenir les émissions directes totales de l'installation ou du processus de production.

Les émissions indirectes résultant de l'électricité consommée doivent être déclarées séparément.

Remarque: les autres émissions de N₂O résultant de la combustion des combustibles sont exclues des limites du système.

7.3.1.2 Règles complémentaires

Attribution des émissions pour les engrais mélangés

Pour les installations qui produisent des engrais mélangés de différentes qualités, les émissions directes et indirectes sont attribuées séparément, à partir des émissions intrinsèques liées au processus de production, comme suit:

- les émissions directes et indirectes:
 - sont calculées pour toute la période de déclaration,
 - sont attribuées à chaque qualité d'engrais au pro rata par tonne de produit final fabriqué;
- les émissions intrinsèques:
 - sont calculées séparément pour chaque qualité d'engrais, en tenant compte de la masse pertinente de chaque précurseur utilisé dans la fabrication de chaque produit;
 - pour chaque précurseur, les émissions intrinsèques correspondent à la moyenne du précurseur pour la période de déclaration.

Néanmoins, compte tenu de la complexité des processus de production dans le secteur des engrais, **au cours de la période transitoire**, les installations produisant des engrais mélangés peuvent simplifier la surveillance de chaque processus de production en déterminant une valeur uniforme d'émissions intrinsèques par tonne d'azote contenue dans les engrais mélangés, indépendamment de la forme chimique de l'azote (ammonium, nitrate ou urée)¹³⁹.

Simplified!

Chaleur mesurable produite à partir de processus chimiques exothermiques

Lorsqu'une installation consomme de la chaleur mesurable produite/récupérée à partir d'un processus chimique exothermique autre que la combustion, comme dans la production d'ammoniac ou d'acide nitrique, cette quantité de chaleur récupérée consommée est déterminée séparément des autres chaleurs mesurables et aucune émission de CO₂ ne lui est attribuée.

Production d'électricité

Si de l'électricité est produite au cours du processus de production, il convient d'apporter une correction aux émissions attribuées (voir la section 6.2.2.2). Lorsque l'électricité provient de processus sans combustion (par exemple des turbines de détente dans la production d'ammoniac), le facteur d'émission de cette électricité est considéré comme égal à zéro.

Transferts de CO₂ entre les processus de production

Lorsque du CO₂ issu de la production d'ammoniac est capté et transféré vers un site de stockage géologique du CO₂, les émissions s'y rapportant peuvent être déduites, à condition que la surveillance dans le cadre du MACF ou d'un système de surveillance, de déclaration et de vérification équivalent soit assurée au niveau de l'installation réceptrice (voir la section 6.5.6.2). Sous réserve de modifications futures du cadre législatif du SEQE

¹³⁹ Concernant la production d'engrais mélangés, la législation européenne impose que la teneur en azote [sous ses différentes formes, comme l'ammonium (NH₄⁺) ou le nitrate (NO₃⁻), l'urée ou d'autres formes (organiques)] soit clairement indiquée sur l'emballage ou dans la documentation livrée avec le produit en cas de livraisons en vrac. Ces valeurs peuvent servir à déterminer les émissions intrinsèques de tous les engrais mélangés.

de l'UE, dont il faut tenir compte aux fins du MACF, le CO₂ utilisé comme matière première (entrante) dans la fabrication de produits avec lesquels il est chimiquement lié de manière permanente peut également être pris en compte et déduit des émissions intrinsèques directes de l'ammoniac. Néanmoins, dans la législation actuelle, l'urée n'est pas considérée comme telle, car on considère qu'elle émet du CO₂ lorsqu'elle est utilisée comme engrais. La section 6.5.6.2 contient plus d'informations à ce sujet.

Méthode fondée sur la mesure pour la surveillance des émissions de N₂O

Dans le secteur des engrais, lorsque le processus (pas la combustion) dégage des émissions de N₂O, vous devez, en tant qu'exploitant, surveiller ces émissions à l'aide d'un système de mesure continue des émissions (SMCE) installé à un point de mesure approprié¹⁴⁰. La section 6.5.2 du présent document contient des indications précises sur les exigences du règlement d'exécution en matière de SMCE. Les émissions de N₂O ne sont pertinentes qu'aux fins de la surveillance dans la production d'acide nitrique. Toutefois, lorsque l'acide nitrique ou les nitrates (engrais mélangés) qui en résultent sont utilisés comme précurseur, les émissions de N₂O s'y rapportant font partie intégrante des émissions intrinsèques, lesquelles sont exprimées en t CO₂e:

$$CO_{2(e)} [t] = N_{2O}annual[t] \times GWP_{N_{2O}} \quad (\text{Équation 18})$$

où:

N_{2O}annual ... représente les émissions annuelles totales de N₂O, calculées conformément à la section 6.5.2,

GWP_{N₂O} ... représente le potentiel de réchauffement planétaire du N₂O (t CO₂e/t N₂O). Voir l'annexe VIII du règlement d'exécution pour connaître les valeurs applicables (également indiquées à l'Annex D du présent document).

Pour déterminer le débit des effluents gazeux, le règlement d'exécution dispose que la méthode du bilan massique telle que décrite à la section 6.5.2 est préférable à la mesure des flux.

7.3.1.3 Exigences de déclarations supplémentaires

Le Table 7-18 ci-dessous indique les informations complémentaires que vous devez, en tant qu'exploitant, faire parvenir aux importateurs dans la communication des données relatives aux émissions que vous leur transmettez.

Tableau 7-18: paramètres supplémentaires liés au secteur des engrais couverts par le rapport MACF

¹⁴⁰ S'il est impossible de surveiller des points d'émission multiples à partir d'un même point, les émissions de ces différents points doivent être surveillées séparément et les résultats combinés aux fins de la déclaration.

Catégorie agrégée de Obligations de déclaration dans le rapport trimestriel marchandises

Ammoniac ¹⁴¹	– Concentration, si solution aqueuse (ammoniacque)
Acide nitrique ¹⁴²	– Concentration (% en masse)
Urée	- Pureté (% en masse d'urée contenue, % de N contenue)
Engrais mélangés ^{143,144}	Teneur des différentes formes d'azote dans les engrais mélangés: <ul style="list-style-type: none">- la teneur en N sous forme d'ammoniac (NH₄⁺);- la teneur en N sous forme de nitrate (NO₃⁻);- la teneur en N sous forme d'urée;- la teneur en N sous d'autres formes (organiques).

Veillez à recueillir tous les paramètres nécessaires concernant les marchandises couvertes par le MACF et à les transmettre aux importateurs de vos marchandises. L'importateur devra déclarer les paramètres supplémentaires lorsque les marchandises sont importées dans l'UE dans le cadre du MACF.

7.3.2 Exemple concret dans le secteur des engrais

L'exemple qui suit montre comment sont calculées les émissions intrinsèques spécifiques d'un engrais mélangé d'une certaine qualité, le NPK 15-15-15, obtenu par mélange et granulation.

Les émissions intrinsèques des importations dans l'UE sont calculées à la fin de l'exemple en vue de la déclaration pendant la période transitoire.

La Figure 7-12 présente une vue générale de l'installation et montre les limites du système (en pointillé pour l'unique processus de production). Les unités physiques nécessaires au processus de production ont été regroupées sous l'intitulé «Granulateur à tambour avec réacteur tubulaire» (y compris un sécheur présumé au gaz naturel), tandis que les matières entrantes et sortantes et les sources d'émission sont toutes indiquées.

¹⁴¹ L'ammoniac hydré et anhydre sont déclarés conjointement sous forme 100 % ammoniac.

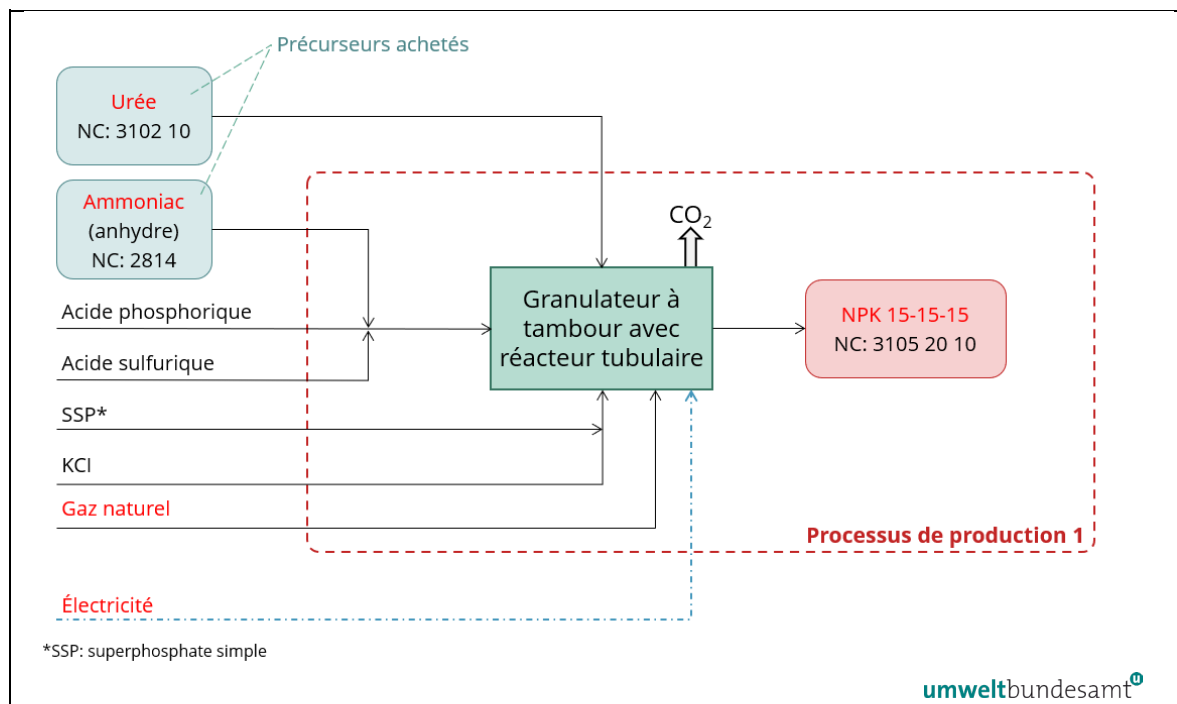
¹⁴² Les quantités d'acide nitrique produites sont surveillées et déclarées sous forme 100 % acide nitrique.

¹⁴³ Les quantités des différents composés azotés contenus dans le produit final devraient être consignées conformément au règlement (UE) 2019/1009 établissant les règles relatives à la mise à disposition sur le marché des fertilisants UE.

¹⁴⁴ Règlement (UE) 2019/1009 du Parlement européen et du Conseil établissant les règles relatives à la mise à disposition sur le marché des fertilisants UE.

Voir: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/1009/2023-03-16?locale=fr>

Figure 7-12: exemple dans le secteur des engrais – vue d’ensemble et méthode de surveillance complète pour la production d’un engrais mélangé



Les matières entrantes dans ce processus de production sont les matières premières, les précurseurs (urée et ammoniac anhydre) et l'énergie électrique. La matière produite (matière sortante) est un engrais mélangé.

Les matières entrantes et sortantes indiquées en rouge sont les paramètres que l'exploitant doit surveiller pour attribuer les émissions et déterminer les émissions intrinsèques spécifiques directes et indirectes des deux processus de production.

Les émissions directes et indirectes qui font l'objet d'une surveillance dans cet exemple sont les suivantes:

- les émissions directes du gaz naturel utilisé dans le sécheur,
- les émissions indirectes résultant de l'énergie électrique consommée au cours du processus de production.

Les précurseurs utilisés comme matières entrantes (avec des émissions intrinsèques) et le niveau d'activité des engrais mélangés produits doivent également être surveillés.

Remarque: un même processus de production d'engrais mélangés peut donner des engrais de qualités (ou formulations) très différentes, selon les quantités de précurseur utilisées. Dès lors, les émissions intrinsèques spécifiques pour une qualité d'engrais donnée doivent être déterminées séparément des engrais d'une autre qualité qui sont également produits au sein de l'installation au cours de la même période de déclaration.

Pour ce faire, il convient d'utiliser:

- la masse pertinente de chaque précurseur utilisé pour chaque qualité d'engrais mélangés; et

- les émissions intrinsèques spécifiques des précurseurs utilisés pour obtenir une qualité d'engrais donnée;
- partant de l'hypothèse que le processus de granulation et de séchage est identique pour toutes les qualités d'engrais produites, les émissions directes et indirectes du processus de production peuvent être surveillées sur l'ensemble de la période de déclaration, puis divisées par le niveau d'activité total du processus, c'est-à-dire la quantité totale d'engrais produite au cours de la période de déclaration. On obtient ainsi une valeur énergétique par tonne d'engrais, comme dans le calcul du Table 7-19.

Le Table 7-19 montre comment sont calculées les émissions intrinsèques spécifiques directes et indirectes totales de l'engrais mélangé NPK 15-15-15.

Tableau 7-19: exemple de calcul des émissions intrinsèques spécifiques directes et indirectes totales pour l'engrais mélangé NPK.

Matières entrantes	Masse de matières entrantes (kg/t)	Émissions intrinsèques des précurseurs (t CO ₂ /t)		Émissions intrinsèques (t CO ₂ /t)	
		directes	indirectes	directes	indirectes
KCl	251,3	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
SSP ¹⁴⁵ 17 % P ₂ O ₅	200,0	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
Acide phosphorique (40 % P ₂ O ₅)	300,0	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
Acide sulfurique (96 wt-%)	116,0	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
NH ₃	93,0	1,900	0,208	0,177	0,019
Urée	160,0	0,719	0,178	0,115	0,028
Énergie nécessaire à la granulation (moyenne pour la période de déclaration)				0,018	0,006
Total des SEE pour l'engrais mélangé NPK 15-15-15				0,310	0,054

Les émissions intrinsèques spécifiques directes et indirectes totales de l'engrais mélangé sont calculées en combinant les valeurs SEE des précurseurs pertinents et de l'énergie nécessaire à la granulation, par tonne de produit, comme indiqué ci-dessus (voir la section 6.2.2.3 pour en savoir plus sur la méthode de calcul).

Dans l'exemple ci-dessus, les précurseurs pertinents sont le NH₃ et l'urée. Pour déterminer les émissions intrinsèques totales de l'engrais mélangé, il convient de tenir compte de la quantité (kg) de chaque précurseur utilisée par tonne de produit; par exemple, pour l'urée, la masse totale du précurseur utilisé comme matière entrante, par tonne de produit, est de 160 kg:

- émissions intrinsèques directes de l'urée: $0,160 \text{ t/t} \times 0,719 \text{ t CO}_2/\text{t} = \mathbf{0,115 \text{ t Co}_2/\text{t}}$ d'engrais mélangés;

¹⁴⁵ Superphosphate simple.

- émissions intrinsèques indirectes de l'urée: $0,160 \text{ t/t} \times 0,178 \text{ t CO}_2/\text{t} =$
0,028 t CO₂/t d'engrais mélangés.

Les émissions directes et indirectes résultant du processus de mélange et de granulation doivent également être incluses, comme dans le Table 7-19 ci-dessus, par tonne de produit.

Les autres matières premières chimiques utilisées comme matières entrantes (KCl, SSP, acide phosphorique et acide sulfurique) ne dégagent pas d'émissions intrinsèques et ne doivent pas être prises en compte.

L'obligation de déclaration au titre du MACF qui s'applique à l'importation d'engrais mélangés dans l'UE au cours de la période transitoire peut alors être déterminée suivant la méthode présentée ci-dessus; par exemple, pour l'importation de 100 tonnes de NPK 15-15-15:

- **période transitoire (uniquement déclaration):**
 - émissions intrinsèques directes = $100 \text{ t} \times 0,310 \text{ t CO}_2/\text{t} = 31 \text{ t CO}_2$
 - émissions intrinsèques indirectes = $100 \text{ t} \times 0,054 \text{ t CO}_2/\text{t} = 5,4 \text{ t CO}_2$

Total: 36,4 t CO₂

7.4 Aluminium

L'encadré ci-dessous indique les sections du règlement d'exécution qui sont applicables à ce secteur pendant la période transitoire du MACF.

Références dans le règlement d'exécution

- **Annexe II**, section 3 (dispositions particulières et exigences de surveillance par mode de production), sous-sections 3.17 à 3.18 (catégories agrégées de marchandises du secteur de l'aluminium).
 - **Annexe III**, section A (Principes), sous-section A.4. (Division des installations en procédés de production), point d).
 - **Annexe III**, section B (Surveillance des émissions directes se rapportant à l'installation), sous-section B.7 (Exigences relatives à la détermination des émissions d'hydrocarbures perfluorés) et en particulier: **B.7.1 (Méthode de calcul A – Méthode des pentes)**, **B.7.2 (Méthode de calcul B – Méthode de la surtension)**, **B.7.3 (règles de calcul des émissions de CO₂ à partir des émissions de PFC en appliquant les valeurs PRP)**.
 - **Annexe IV**, section 2 (paramètres sectoriels relatifs aux marchandises couvertes par le MACF que les producteurs de marchandises doivent déclarer aux importateurs dans la communication des données relatives aux émissions).
 - **Annexe VIII**, section 3 (tableau des PRP pour les hydrocarbures perfluorés.)
-

7.4.1 Exigences sectorielles en matière de surveillance et de déclaration

Il convient de surveiller les émissions intrinsèques directes et indirectes conformément à la méthode prévue dans le règlement d'exécution et décrite à la section 6 du présent document.

7.4.1.1 Surveillance des émissions

Les émissions pertinentes qui doivent être surveillées et déclarées dans le secteur de l'aluminium sont les suivantes:

- les émissions (directes) de dioxyde de carbone résultant de la consommation des anodes de carbone précuites ou de la pâte d'anodes vertes au cours de l'électrolyse – les émissions sont le résultat de la réaction des électrodes de carbone avec l'oxygène présent dans l'alumine ou provenant d'autres sources telles que l'air¹⁴⁶. Des émissions sont également liées à l'autocuison de la pâte d'anodes vertes dans la cuve, dans le procédé «Söderberg»;
- les émissions (directes) de dioxyde de carbone provenant des fours (par exemple stockage, préchauffage, refusion et recuit), issues de la combustion des combustibles utilisés dans les fours, pour les unités fixes uniquement (sont exclues les émissions résultant d'unités mobiles telles que des véhicules);
- les émissions (directes) de dioxyde de carbone résultant de la production de la chaleur mesurable (vapeur, par exemple) et du refroidissement consommée dans les limites du système du processus de production, quel que soit le lieu de production de la chaleur et du refroidissement (qu'il s'agisse d'une production sur site ou d'importations en provenance de l'extérieur);
- les émissions (directes) de PFC – CF₄ et C₂F₆ uniquement – produites lors de brèves perturbations désignées comme l'«effet d'anode», lorsque les niveaux d'alumine tombent trop bas et que le bain d'électrolyte lui-même subi une électrolyse;
- les émissions (directes) de dioxyde de carbone résultant du contrôle des émissions (par exemple, des matières premières contenant des carbonates telles que la soude utilisée pour l'épuration des gaz de combustion acides).

Remarque: les émissions liées à la production d'anodes de carbone précuites (même si elles sont produites sur le même site) et d'alumine sont exclues des limites du système.

Les émissions directes résultant de tous ces flux ne sont pas déclarées séparément, mais additionnées pour obtenir les émissions directes totales de l'installation ou du processus de production.

Les émissions indirectes résultant de l'électricité consommée doivent être déclarées séparément. À noter que, dans ce secteur, les émissions indirectes ne sont déclarées qu'au cours de la période transitoire (et non pendant la période définitive).

¹⁴⁶ On considère que tout le monoxyde de carbone (CO) formé est converti en CO₂.

7.4.1.2 Règles complémentaires

Attribution des émissions

Compte tenu de la complexité des processus de production dans le secteur de l'aluminium, **au cours de la période transitoire**, les installations qui produisent deux ou plusieurs marchandises des catégories agrégées «Aluminium sous forme brute» ou «Produits en aluminium» peuvent surveiller et déclarer les émissions intrinsèques en définissant un processus de production conjoint pour tous les produits relevant de ces catégories, à condition qu'aucun produit intermédiaire (c'est-à-dire un précurseur dans l'un des processus) ne soit vendu ou transféré depuis l'installation.

Simplified!

Déterminer les émissions de procédé

Des règles complémentaires s'appliquent également à la détermination des émissions de PFC (CF_4 et C_2F_6) résultant de la production d'aluminium primaire. Toutefois, lorsque l'aluminium primaire sert de précurseur, les émissions de PFC qui s'y rapportent sont comprises dans les émissions intrinsèques du produit final.

Deux méthodes de calcul différentes sont prévues à l'annexe III, section B.7, du règlement d'exécution. Les deux méthodes sont équivalentes, mais nécessitent chacune des données différentes; choisissez donc la méthode qui se prête le mieux à l'équipement de contrôle des processus au sein de votre installation:

- la «**méthode des pentes**» (**méthode A**) – en cas d'enregistrement de la durée des «effets d'anode en minutes par cuve-jour». 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);
- la «**méthode de la surtension**» (**méthode B**) – en cas d'enregistrement de la surtension d'effet d'anode par cuve (mV). La surtension d'effet d'anode par cuve [mV] est définie comme l'intégrale de (temps × tension au-dessus de la tension-cible) divisée par le temps (durée) de collecte des données.

Méthode de calcul A – Méthode des pentes

Les équations suivantes sont utilisées pour déterminer les émissions de PFC suivant la méthode A:

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

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

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):

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

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.

Tableau 7-20: 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
Anode précuite latérale (SWPB)	0,233	0,280
Söderberg – goujon vertical (VSS)	0,058	0,086
Söderberg – goujon horizontal (HSS)	0,165	0,077

(*) Pour déterminer le facteur, 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.

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 CF_4 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 [%].

Tableau 7-21: 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 précuite du centre de la cuve (CWPB)	1,16	0,121
Anode précuite latérale (SWPB)	3,65	0,252

- **Exigence minimale** pour les deux méthodes: les facteurs d'émission spécifiques par technologie indiqués à l'annexe III, section B.7, du règlement d'exécution sont utilisés.
- **Amélioration recommandée:** les facteurs d'émission spécifiques de l'installation pour CF₄ et C₂F₆ sont établis au moyen de mesures in situ continues ou intermittentes au moins tous les trois ans ou après des modifications importantes apportées à l'installation, en tenant compte des lignes directrices relatives aux meilleures pratiques publiées par l'industrie¹⁴⁷. au moins tous les trois ans, et plus fréquemment si des modifications importantes apportées à l'installation l'exigent.



Calculer les émissions de CO₂(e) à partir des émissions de PFC

La formule suivante (Équation 26) peut servir à calculer les émissions de CO₂(e) à partir des émissions de CF₄ et de C₂F₆, en appliquant les potentiels de réchauffement planétaire (GWP) de ces gaz:

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

Voir l'annexe VIII du règlement d'exécution pour connaître les valeurs applicables (également indiquées à l'Annex D du présent document).

¹⁴⁷ Par exemple, les lignes directrices relatives aux meilleures pratiques de l'Institut international de l'aluminium.

En outre, les émissions fugitives de PFC sont calculées à partir des émissions mesurables dans une conduite ou une cheminée («émissions de sources ponctuelles»), 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.

7.4.1.3 Exigences de déclarations supplémentaires

Le Table 7-22 ci-dessous indique les informations complémentaires que vous devez, en tant qu'exploitant, faire parvenir aux importateurs dans la communication des données relatives aux émissions que vous leur transmettez.

Tableau 7-22: paramètres supplémentaires pour le secteur de l'aluminium requis dans le rapport MACF

Catégorie agrégée de marchandises	Obligations de déclaration dans le rapport trimestriel
Aluminium sous forme brute	<ul style="list-style-type: none"> – Tonnes de déchets utilisées pour produire 1 tonne de produits en aluminium sous forme brute. – % de ferraille qui sont des déchets de préconsommation. – Teneur en alliages de l'aluminium: 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 déchets utilisées pour produire 1 tonne de produits en aluminium sous forme brute. – % de ferraille qui sont des déchets de préconsommation. – Teneur en alliages de l'aluminium: si la teneur totale en éléments autres que de l'aluminium dépasse 1 %, le pourcentage total de ces éléments.

Ces paramètres dépendent des marchandises produites. Les éléments d'alliage jouent un rôle mineur et ne sont pas représentés dans le classement NC des marchandises en aluminium. Néanmoins, lorsque le produit contient **plus de 5 % d'éléments d'alliage**, calculez les émissions intrinsèques du produit comme si la masse des éléments d'alliage était celle d'**aluminium sous forme brute issu de fusion primaire**.

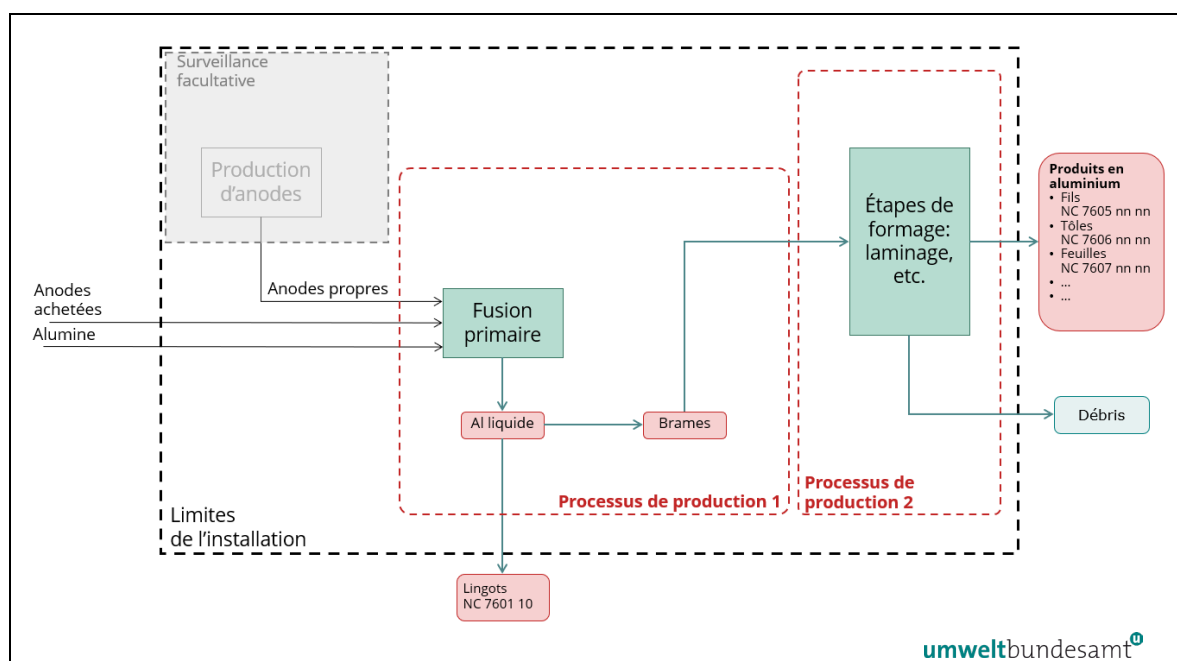
Veillez à recueillir tous les paramètres nécessaires concernant les marchandises couvertes par le MACF et à les transmettre aux importateurs de vos marchandises. L'importateur devra déclarer les paramètres supplémentaires lorsque les marchandises sont importées dans l'UE dans le cadre du MACF.

7.4.2 Exemple concret dans le secteur de l'aluminium

L'exemple qui suit montre comment les émissions intrinsèques spécifiques sont calculées pour les marchandises du secteur de l'aluminium. Les émissions intrinsèques des importations dans l'UE sont calculées à la fin de l'exemple en vue de la déclaration pendant la période transitoire. Dans cet exemple, l'installation produit des produits appartenant à deux catégories agrégées de marchandises, de l'aluminium sous forme brute et des produits en aluminium, chaque catégorie correspondant à un seul processus de production, le produit intermédiaire étant destiné à la vente. La méthode des «bulles» n'est donc pas possible.

La Figure 7-13 présente une vue générale de l'installation et montre les limites du système (en pointillé pour chaque processus de production). Les unités physiques nécessaires à chaque processus de production ont été regroupées sous les intitulés «Fusion primaire» et «Étapes de formage», tandis que les différentes matières entrantes et sortantes et sources d'émission sont indiquées pour chaque processus de production.

Figure 7-13: exemple dans le secteur de l'aluminium – vue d'ensemble



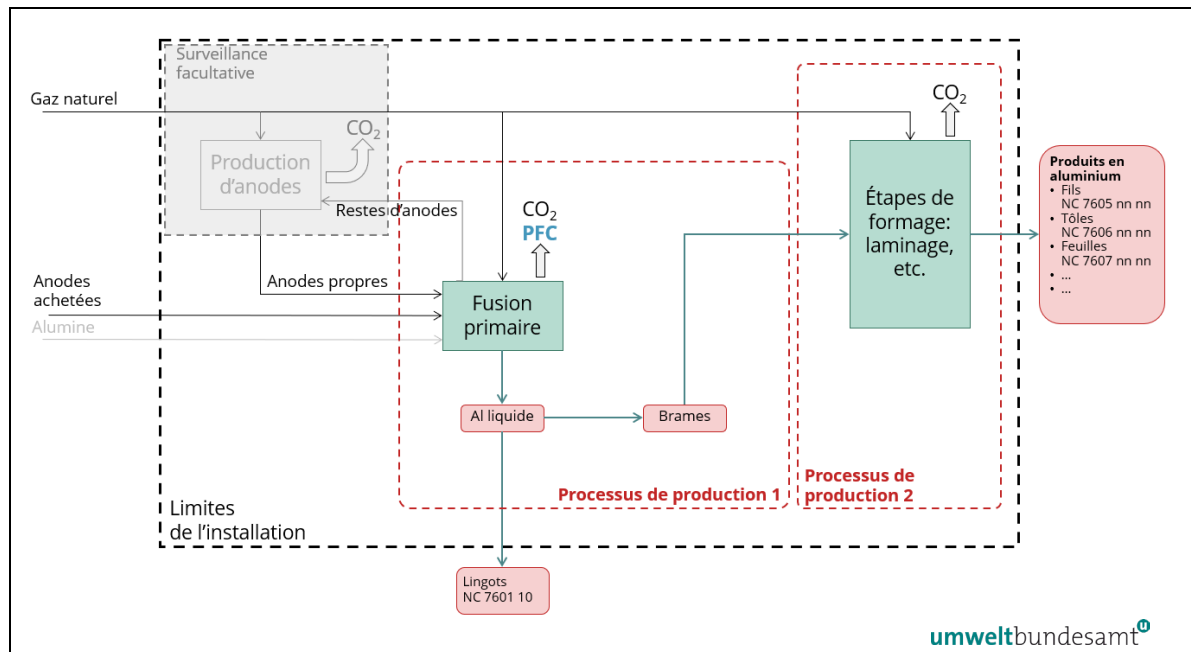
Les deux processus de production dans l'exemple donné sont:

- processus de production 1 – mode de production par fusion primaire de l'aluminium sous forme brute, sous forme de lingots (qui peuvent être vendus) et de brames, transférés vers le processus de production 2. Les matières premières entrantes sont des anodes, fabriquées sur place ou achetées, et de l'alumine;
- processus de production 2 – différents processus de formage pour obtenir une gamme de produits en aluminium, tels que des fils, des tôles et des feuilles. Les matières premières entrantes sont des brames d'aluminium sous forme brute

transférées depuis le processus de production 1. Ce processus produit également des débris qui sont envoyés ailleurs pour être recyclés.

Le deuxième schéma (Figure 7-14) recense les sources d'émissions directes de l'installation.

Figure 7-14: exemple dans le secteur de l'aluminium – recensement des flux aux fins de la surveillance des émissions directes



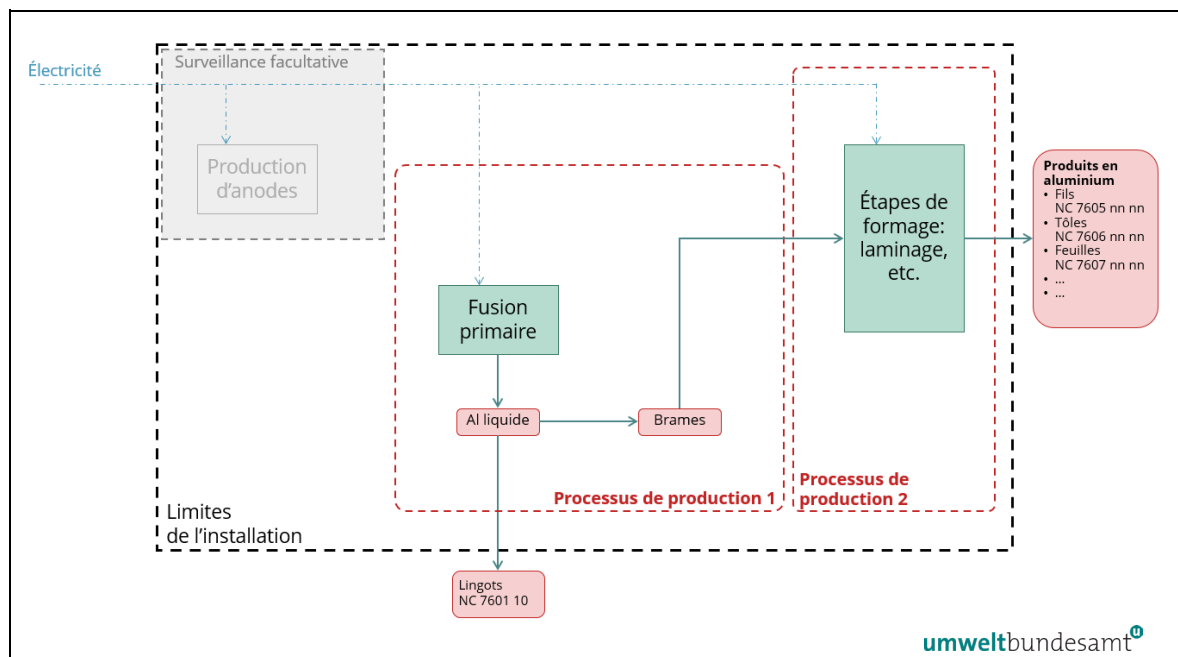
Dans l'exemple ci-dessus, les émissions directes résultent de la combustion des combustibles au cours des deux processus de production ainsi que du processus de fusion primaire – la consommation des anodes de carbone et la formation des PFC.

Remarque: la production propre d'anodes n'est pas prise en compte, car les anodes sont des matières premières et leurs émissions intrinsèques sont dès lors considérées comme égales à zéro. Dans le cadre de la surveillance de la consommation d'anodes, c'est la différence entre les anodes qui entrent dans le processus et les restes d'anodes recyclés qui donne les données d'activité relatives à la consommation des anodes.

Toutefois, si vous le souhaitez, dans un souci d'exhaustivité, vous pouvez de votre propre gré effectuer une surveillance complète de toutes les émissions directes et indirectes, ce qui nécessite alors un bilan massique complet des matières premières et des autres combustibles consommés au cours de la production des anodes. La consommation d'alumine n'est pas soumise à une surveillance, car elle ne contribue ni aux émissions directes ni aux émissions intrinsèques.

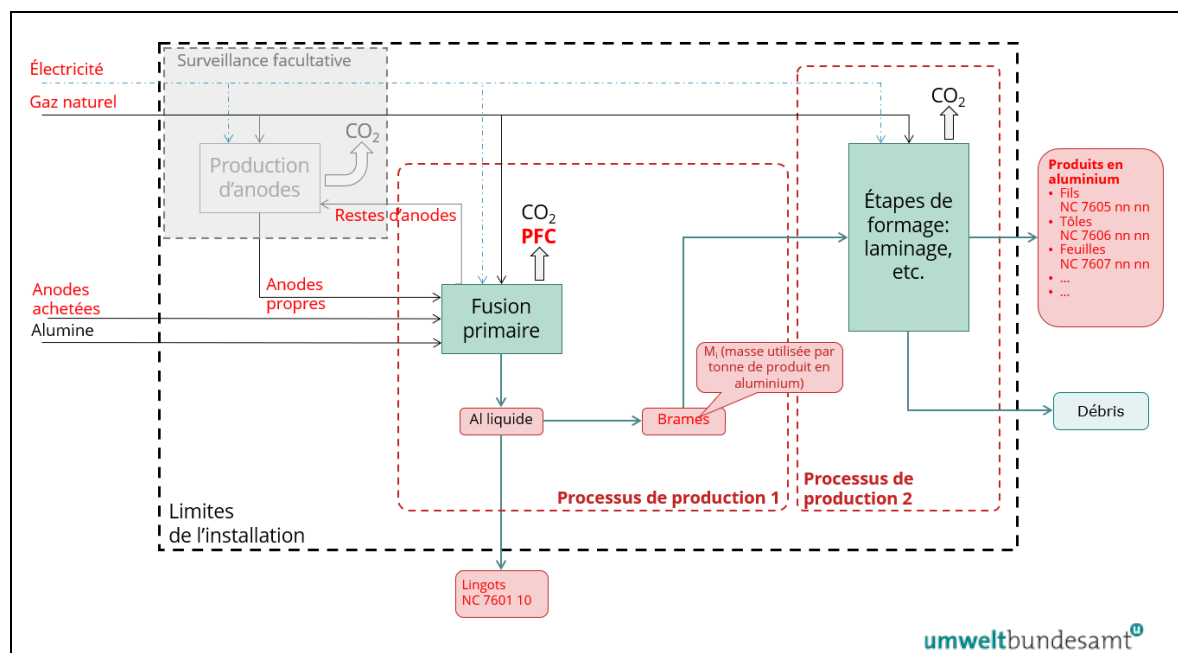
Le troisième schéma (Figure 7-15) montre les émissions indirectes résultant de la consommation de l'électricité au cours des processus de production 1 et 2.

Figure 7-15: exemple dans le secteur de l'aluminium – surveillance des émissions indirectes (consommation d'électricité)



Le quatrième schéma (Figure 7-16) présente une méthode de surveillance complète pour tous les flux dans l'installation prise comme exemple.

Figure 7-16: exemple dans le secteur de l'aluminium – méthode de surveillance complète



Les matières entrantes et sortantes indiquées en rouge dans la Figure 7-16 sont les paramètres que l'exploitant doit surveiller pour attribuer les émissions et déterminer les émissions intrinsèques spécifiques directes et indirectes des deux processus de production.

Les émissions directes et indirectes qui font l'objet d'une surveillance dans cet exemple sont les suivantes:

- les émissions directes de CO₂ provenant de la combustion du combustible (gaz naturel) et du processus résultant de la consommation des anodes de carbone;
- les émissions directes de PFC produites au cours du processus d'électrolyse;
- les émissions indirectes résultant de l'énergie électrique consommée au cours du processus de production;
- pour le processus de production 2, les émissions intrinsèques des précurseurs (les brames issues du processus 1).

Les précurseurs utilisés comme matières entrantes (avec des émissions intrinsèques) et le niveau d'activité des produits en aluminium fabriqués par chaque processus de production doivent également être surveillés.

Le Table 7-23 résume les matières entrantes et sortantes des deux processus de production qui font l'objet d'une surveillance visant à déterminer les émissions intrinsèques spécifiques directes et indirectes totales.

Tableau 7-23: Matières entrantes et niveaux de production dans l'exemple du secteur de l'aluminium

Production:	Lingots et aluminium liquide, total	200 000 t
	Lingots (vente):	80 000 t
	Aluminium primaire dans le processus 2 (brames)	120 000 t
	Produits en aluminium (processus 2)	
	Fils (NC 7605)	45 000 t
	Tôles (NC 7606)	60 000 t
	Feuilles (NC 7607)	8 000 t
	Total des produits en aluminium (processus 2)	113 000 t
	Déchets ¹⁴⁸ vendus	7 000 t
Matières entrantes:	Alumine	380 000 t
	Électrodes (somme de la production propre et des achats, moins les restes)	69 000 t
	Gaz naturel (12 219 t pour le processus 1, 1 962 t pour le processus 2)	14 181 t

Bien qu'une partie de l'aluminium sous forme brute soit vendue en dehors de l'installation sous la forme de lingots (80 000 tonnes), 120 000 tonnes servent de précurseur dans le processus de production 2 et 7 000 tonnes de déchets subsistent au terme du processus. Aucune émission n'est attribuée aux déchets d'aluminium, dont les émissions en tant que déchets sont égales à zéro.

¹⁴⁸ Marchandise non couverte par le MACF.

Le Table 7-24 propose une synthèse du calcul des émissions directes et de leur attribution à chaque processus de production. Le Table 7-25 présente le même calcul pour les émissions indirectes.

Tableau 7-24: exemple dans le secteur de l'aluminium – émissions directes totales de l'installation

Émissions directes (CO ₂ e)	Émissions	Unités
résultant des électrodes (facteur 3,664 t CO ₂ /t C):	252 816	t CO ₂
résultant du gaz naturel (PCI = 48 GJ/t, FE = 56,1 t CO ₂ /TJ):	32 902	t CO ₂
résultant des PFC (en appliquant la méthode décrite à la section 7.4.1.2)	25 282	t CO ₂ e
Total processus 1 (aluminium primaire)	311 000	t CO₂e
Total processus 2 (produits finaux en aluminium), émissions résultant du gaz naturel	5 283	t CO ₂
Émissions directes totales de l'installation	316 283	t CO₂

Tableau 7-25: exemple dans le secteur de l'aluminium – émissions indirectes totales de l'installation

Émissions indirectes	Électricité consommée (MWh)	FE (t CO ₂ /MWh)	Émissions (t CO ₂)
Processus 1 (primaire)	3 000 000	0,410 ¹⁴⁹	1 230 000
Processus 2 (produits finaux)	105 000	0,410	43 050
Total des émissions indirectes			1 273 050

Les émissions intrinsèques spécifiques directes et indirectes sont ensuite calculées grâce aux données présentées dans les tableaux ci-dessus, séparément pour chaque catégorie agrégée de marchandises, comme dans le Table 7-26.

Tableau 7-26: exemple de calcul des émissions intrinsèques spécifiques des produits finaux en aluminium (marchandises complexes)

	Niveaux de production (t)		Émissions totales du processus (t CO ₂ e)		Rapport de masse (M _i) du précurseur (t/t)	SEE directes (t CO ₂ e/t)	SEE indir. (t CO ₂ e/t)
	Produit		directes	indirectes			
Processus 1 (aluminium sous forme brute – lingots et brames)							
	Lingots	80 000					
	Brames	120 000					
	Total	200 000	311 000	1 230 000		1,555	6,150
Processus 2 (produits finaux en aluminium)							
Précurseur	Brames	120 000			1,062	1,651	6,531

¹⁴⁹ Le facteur d'émission est tiré d'un réseau électrique fictif d'un pays, dont 40 % de l'électricité provient de centrales au charbon relativement anciennes et 60 % de l'énergie hydroélectrique. Remarque: l'énergie hydroélectrique ne peut être prise en compte que s'il existe un accord d'achat d'électricité entre l'installation et le producteur de cette électricité. Si ce n'est pas le cas, utilisez la valeur par défaut fournie par la Commission.

Produits en aluminium		113 000	5 283	43 050		0,047	0,381
Émissions intrinsèques totales des produits finaux en aluminium						1,698	6,912

Pour calculer les émissions intrinsèques totales des produits finaux en aluminium ci-dessus, il y a lieu de tenir compte du **ratio de masse (M_i)** du précurseur (voir la section 6.2.2.3 pour les règles de calcul). Il s'agit de la masse de brames en aluminium sous forme brute consommée par tonne de produits en aluminium, calculée comme suit:

- masse de brames/masse de produits en aluminium: $120\,000\text{ t}/113\,000\text{ t} = \mathbf{1,062\text{ t/t}}$ (comme ci-dessus).

Les valeurs des SEE_i directes et indirectes du précurseur sont ensuite ajustées selon ce ratio:

- pour les SEE_i directes (précurseur): $1,555\text{ t CO}_2/\text{t} \times 1,062\text{ t/t} = 1,651\text{ t CO}_2/\text{t}$.

Les émissions intrinsèques spécifiques directes et indirectes totales du produit final en aluminium (marchandise complexe) sont calculées en **ajoutant** les valeurs des SEE du précurseur (ajustées selon le M_i) aux émissions du processus de production des produits en aluminium, comme indiqué ci-dessus.

L'obligation de déclaration au titre du MACF qui s'applique à l'importation de produits finaux en aluminium dans l'UE au cours de la période transitoire peut alors être déterminée suivant la méthode présentée ci-dessus; par exemple, pour l'importation de 100 tonnes de produits de base en aluminium, comme des feuilles:

- **période transitoire (uniquement déclaration):**
 - émissions intrinsèques directes = $100\text{ t} \times 1,698\text{ t CO}_2/\text{t} = 169,8\text{ t CO}_2$
 - émissions intrinsèques indirectes = $100\text{ t} \times 6,912\text{ t CO}_2/\text{t} = 691,2\text{ t CO}_2$

Total: 861,0 t CO₂

7.5 Substances chimiques – Hydrogène

L'encadré ci-dessous indique les sections du règlement d'exécution qui sont applicables à ce secteur pendant la période transitoire du MACF.

Références dans le règlement d'exécution

- **Annexe II, section 3** (dispositions particulières et exigences de surveillance par mode de production), sous-section 3.6 (Hydrogène).
 - **Annexe IV, section 2 (paramètres sectoriels relatifs aux marchandises couvertes par le MACF que les producteurs de marchandises doivent déclarer aux importateurs dans la communication des données relatives aux émissions).**
-



7.5.1 Exigences sectorielles en matière de surveillance et de déclaration

Il convient de surveiller les émissions intrinsèques directes et indirectes conformément à la méthode prévue dans le règlement d'exécution et décrite à la section 6 du présent document.

7.5.1.1 Surveillance des émissions

Les émissions pertinentes qui doivent être surveillées et déclarées dans le secteur de l'hydrogène sont les suivantes:

- les émissions (directes) de dioxyde de carbone résultant du processus de combustion des combustibles au cours du processus de production de l'hydrogène ou du gaz de synthèse, du reformage primaire et secondaire à la vapeur du gaz naturel ou de l'oxydation partielle d'autres hydrocarbures; seules les émissions des unités fixes sont concernées (sont exclues les émissions résultant d'unités mobiles telles que des véhicules);
- les émissions (directes) de dioxyde de carbone résultant de la production de la chaleur mesurable (destinée à produire de l'eau chaude ou de la vapeur d'eau) et du refroidissement consommée dans les limites du système du processus de production, quel que soit le lieu de production de la chaleur (qu'il s'agisse d'une production sur site ou d'importations en provenance de l'extérieur);
- les émissions (directes) de dioxyde de carbone résultant de l'électrolyse sont minimales et, lorsqu'elles atteignent un niveau important, elles sont probablement issues d'une installation annexe;
- les émissions (directes) de dioxyde de carbone résultant du contrôle des émissions (par exemple, des matières premières contenant des carbonates telles que la soude utilisée pour l'épuration des gaz de combustion acides).

Les émissions directes résultant de tous ces flux ne sont pas déclarées séparément, mais additionnées pour obtenir les émissions directes totales de l'installation ou du processus de production.

Les émissions indirectes résultant de l'électricité consommée doivent être déclarées séparément. À noter que, dans ce secteur, les émissions indirectes ne sont déclarées qu'au cours de la période transitoire (et non pendant la période définitive).

7.5.1.2 Règles complémentaires

Attribution des émissions lorsque différents produits sont produits simultanément

Des règles complémentaires s'appliquent pour l'attribution des émissions directes (et, le cas échéant, indirectes) aux différents produits issus des processus de production décrits ci-après, lorsque ces produits ont été produits simultanément:

- électrolyse de l'eau – lorsque de l'oxygène est libéré dans l'atmosphère, toutes les émissions du processus de production sont attribuées à l'hydrogène produit. Toutefois, si de l'oxygène est récupéré et utilisé dans d'autres processus de

production ou vendu, il faut utiliser des proportions molaires pour attribuer les émissions, à l'aide de l'équation présentée plus bas;

- électrolyse des chlorures alcalins et production de chlorates – utilisez les proportions molaires pour attribuer les émissions à l'hydrogène produit, à l'aide de l'équation présentée plus bas.

Les émissions intrinsèques indirectes résultant de la consommation d'électricité doivent être déclarées séparément pendant la période transitoire. Un facteur d'émission égal à zéro peut être appliqué pour l'électricité lorsqu'il a été certifié¹⁵⁰ qu'elle est issue de sources renouvelables. Une telle certification est requise aux fins de l'importation d'«hydrogène vert», conformément au cadre de l'UE relatif aux énergies renouvelables.

Électrolyse de l'eau

Lorsque l'oxygène coproduit est récupéré ou que les émissions directes ou indirectes ne sont pas égales à zéro, les émissions du processus sont attribuées à l'hydrogène sur la base des proportions molaires, à l'aide de l'équation suivante:

$$Em_{H_2} = Em_{total} \left(1 - \frac{\frac{m_{O_2,sold}}{M_{O_2}}}{\frac{m_{H_2,prod}}{M_{H_2}} + \frac{m_{O_2,prod}}{M_{O_2}}} \right) \text{ (Équation 1)}$$

où:

Em_{H_2} ... représente les émissions directes ou les émissions indirectes attribuées à l'hydrogène produit au cours de la période de déclaration, exprimées en tonnes de CO₂;

Em_{total} ... représente les émissions directes ou les émissions indirectes issues de l'ensemble du processus de production au cours de la période de déclaration, exprimées en tonnes de CO₂;

$m_{O_2,sold}$... représente la masse d'oxygène vendu ou utilisé dans l'installation au cours de la période de déclaration, exprimée en tonnes;

$m_{O_2,prod}$... représente la masse d'oxygène produit au cours de la période de déclaration, exprimée en tonnes;

$m_{H_2,prod}$... représente la masse d'hydrogène produit au cours de la période de déclaration, exprimée en tonnes;

M_{O_2} ... représente la masse molaire de O₂ (31,998 kg/kmol); et

M_{H_2} ... représente la masse molaire de H₂ (2,016 kg/kmol).

Électrolyse des chlorures alcalins et production de chlorates

¹⁵⁰ Conformément au règlement délégué (UE) 2023/1184 de la Commission complétant la directive (UE) 2018/2001 [...] en établissant une méthodologie de l'Union définissant des règles détaillées pour la production de carburants liquides et gazeux renouvelables destinés au secteur des transports, d'origine non biologique. Voir http://data.europa.eu/eli/reg_del/2023/1184/oj

Lorsque les émissions directes ou indirectes ne sont pas égales à zéro, les émissions sont attribuées à la fraction d'hydrogène sur la base des proportions molaires, à l'aide des équations suivantes:

électrolyse des chlorures alcalins:

$$Em_{H_2,sold} = Em_{total} \left(\frac{\frac{m_{H_2,sold}}{M_{H_2}}}{\frac{m_{H_2,prod}}{M_{H_2}} + \frac{m_{Cl_2,prod}}{M_{Cl_2}} + \frac{m_{NaOH,prod}}{M_{NaOH}}} \right) \text{ (Équation 2)}$$

production de chlorate de sodium:

$$Em_{H_2,sold} = Em_{total} \left(\frac{\frac{m_{H_2,sold}}{M_{H_2}}}{\frac{m_{H_2,prod}}{M_{H_2}} + \frac{m_{NaClO_3,prod}}{M_{NaClO_3}}} \right) \text{ (Équation 3)}$$

où:

$Em_{H_2,sold}$... représente les émissions directes ou les émissions indirectes attribuées à l'hydrogène produit au cours de la période de déclaration, exprimées en tonnes de CO₂;

Em_{total} ... représente les émissions directes ou les émissions indirectes issues de l'ensemble du processus de production au cours de la période de déclaration, exprimées en tonnes de CO₂;

$m_{H_2,sold}$... représente la masse d'hydrogène vendu ou utilisé comme précurseur au cours de la période de déclaration, exprimée en tonnes;

$m_{H_2,prod}$... représente la masse d'hydrogène produit au cours de la période de déclaration, exprimée en tonnes;

$m_{Cl_2,prod}$... représente la masse de chlore produit au cours de la période de déclaration, exprimée en tonnes;

$m_{NaOH,prod}$... représente la masse d'hydroxyde de sodium (soude caustique) produit au cours de la période de déclaration, exprimée en tonnes, calculée en tant que 100 % de NaOH;

$m_{NaClO_3,prod}$... représente la masse de chlorate de sodium produit au cours de la période de déclaration, exprimée en tonnes, calculée en tant que 100 % de NaClO₃;

M_{H_2} ... représente la masse molaire de H₂ (2,016 kg/kmol);

M_{Cl_2} ... représente la masse molaire de Cl₂ (70,902 kg/kmol);

M_{NaOH} ... représente la masse molaire de NaOH (39,997 kg/kmol); et

M_{NaClO_3} ... représente la masse molaire de NaClO₃ (106,438 kg/kmol).

Exclusions

En tant qu'exploitant, notez que 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 production de gaz de synthèse ou d'hydrogène 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 couvertes par le MACF.

7.5.1.3 Exigences de déclarations supplémentaires

Le Table 7-27 ci-dessous indique les informations complémentaires que vous devez, en tant qu'exploitant, faire parvenir aux importateurs dans la communication des données relatives aux émissions que vous leur transmettez.

Tableau 7-27: paramètres supplémentaires pour le secteur des substances chimiques requis dans le rapport MACF

Catégorie agrégée de marchandises	Obligations de déclaration dans le rapport trimestriel
Hydrogène	– Néant

Ces paramètres dépendent des marchandises produites. Il n'y a pas d'obligation de déclaration supplémentaire pour l'hydrogène.

7.5.2 Exemple concret dans le secteur de l'hydrogène

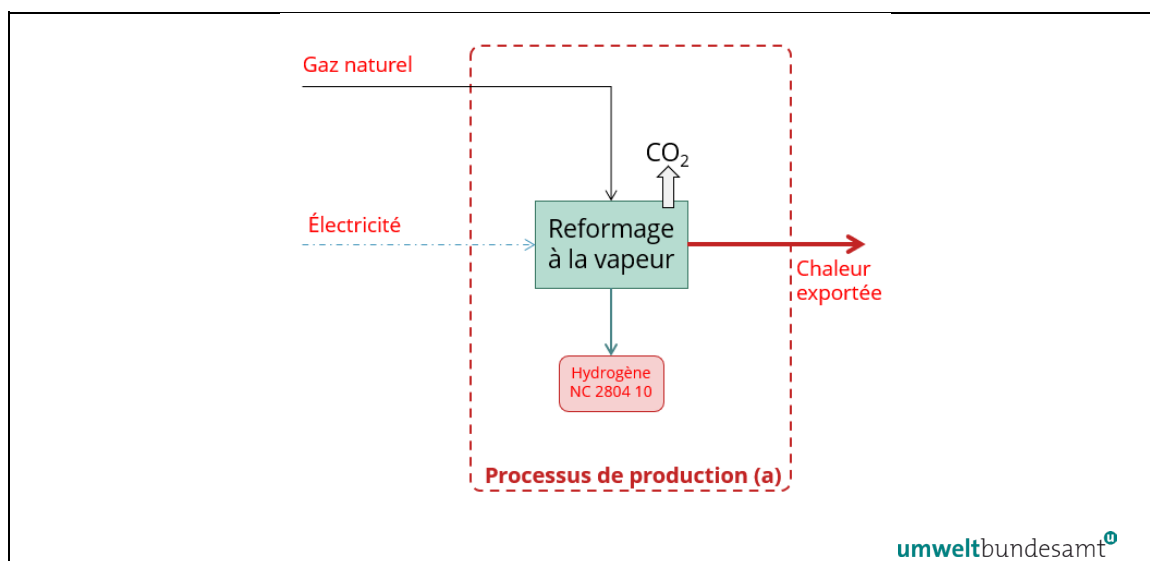
7.5.2.1 Exemple 1 – reformage à la vapeur de méthane

L'exemple qui suit montre comment les émissions intrinsèques spécifiques sont calculées pour l'hydrogène produit grâce au mode de production par reformage à la vapeur.

Les émissions intrinsèques des importations dans l'UE sont calculées à la fin de l'exemple en vue de la déclaration pendant la période transitoire.

Le schéma qui suit présente une vue générale de l'installation et montre les limites du système (en pointillé pour l'unique processus de production). Les unités physiques nécessaires au processus de production ont été regroupées sous l'intitulé «Reformage à la vapeur», tandis que les matières entrantes et sortantes et les sources d'émission sont toutes indiquées.

Figure 7-17: exemple n° 1 dans le secteur de l'hydrogène □- vue d'ensemble et méthode de surveillance complète de l'hydrogène



Un processus de production unique est en place pour le reformage à la vapeur. Les matières entrantes sont le gaz naturel (qui sert à la fois de matière première dans le processus et de combustible) et l'énergie électrique. Les matières sortantes sont l'hydrogène produit et la chaleur exportée vers d'autres parties de l'installation ou vers un réseau de chauffage urbain.

Les matières entrantes et sortantes indiquées en rouge dans le Table 7-28 sont les paramètres que l'exploitant doit surveiller pour attribuer les émissions et déterminer les émissions intrinsèques spécifiques directes et indirectes du processus de production.

Les émissions directes et indirectes qui font l'objet d'une surveillance dans cet exemple sont les suivantes:

- les émissions directes résultant de la combustion du combustible et du processus de reformage à la vapeur¹⁵¹;
- aux fins du calcul des émissions attribuées du processus, il convient de déterminer un équivalent des émissions associées à la chaleur exportée et de le déduire des émissions attribuées. Voir la section 6.2.2.2 pour la méthode de calcul et la section 6.7.2 pour les exigences de surveillance;
- les émissions indirectes résultant de l'énergie électrique consommée au cours du processus de production;

Le niveau d'activité de l'hydrogène produit doit également faire l'objet d'une surveillance.

Le Table 7-28 résume les matières entrantes et sortantes du processus qui font l'objet d'une surveillance visant à déterminer les émissions intrinsèques spécifiques directes et indirectes totales.

Tableau 7-28: exemple de calcul des émissions directes totales attribuées à l'hydrogène, hors émissions liées à la chaleur exportée

Émissions directes	DA (t)	PCI [GJ/t]	Énergie (TJ)	FE (t CO ₂ /TJ)	Émissions (t CO ₂)
Gaz naturel (matière entrante)	190 000	48	9 120	56,1	511 632
Chaleur exportée			- 800	56,1	- 44 800
Émissions directes totales de l'installation					466 832

Les émissions directes totales de l'installation résultent d'un seul flux (gaz naturel). Il n'est pas nécessaire de faire la distinction entre les émissions de combustion et les émissions de procédé à cette fin. Dans cet exemple, celles-ci sont toutes attribuées à l'hydrogène produit, hors émissions attribuées à la chaleur exportée. Si le CO₂ presque pur issu de ce processus était capté et transféré vers un site de stockage géologique du

¹⁵¹ Les émissions de monoxyde de carbone (CO) dans l'atmosphère issues du processus ne comptent pas comme un flux sortant dans le bilan massique mais sont considérées comme la quantité molaire équivalente de CO₂.

CO₂, les émissions s’y rapportant pourraient être déduites, à condition que l’installation réceptrice se charge de la surveillance dans le cadre du MACF ou d’un système de surveillance, de déclaration et de vérification équivalent (voir la section 6.5.6.2).

Tableau 7-29: émissions indirectes totales attribuées à l’hydrogène

Émissions indirectes	DA (MWh)	FE (t CO ₂ /MWh)	Émissions (t CO ₂)
Consommation d’électricité	33 000	0,367 ¹⁵²	12 096
Émissions indirectes totales de l’installation			12 096

Le facteur d’émission (FE) de l’électricité utilisé dans le Table 7-29 ci-dessus est basé sur le facteur d’émission du gaz naturel, en appliquant un rendement d’une centrale électrique à cycle combiné. Les émissions indirectes totales de l’installation attribuées à l’hydrogène produit sont égales à 12 096 t CO₂. Les émissions intrinsèques spécifiques de l’hydrogène sont calculées dans le Table 7-29 grâce aux données présentées dans les tableaux qui précèdent, en utilisant les émissions directes et indirectes et le niveau de production de l’hydrogène au cours de la période de déclaration.

Tableau 7-30: calcul des émissions intrinsèques de l’hydrogène produit (exemple)

Production	Niveau d’activité (t)	Émissions totales du processus (t CO ₂)		SEE (t CO ₂ /t H ₂)	
		directes	indirectes	directes	indirectes
Hydrogène	55 000	466 832	12 096	8,488	0,220

L’obligation de déclaration au titre du MACF qui s’applique à l’importation d’hydrogène dans l’UE au cours de la période transitoire peut alors être déterminée suivant la méthode présentée ci-dessus; par exemple, pour l’importation de 100 tonnes d’hydrogène produit par reformage à la vapeur du méthane:

- **période transitoire (uniquement déclaration):**

- émissions intrinsèques directes = 100 t x 8,488 t/t CO₂ = 848,8 t CO₂
- émissions intrinsèques indirectes = 100 t x 0,220 t/t CO₂ = 22,0 t CO₂

Total: 870,8 t CO₂

¹⁵² Le FE est tiré de l’annexe VIII, tableau 1 – le FE du gaz naturel est de 56,1 t CO₂/TJ, qu’il faut multiplier par 0,0036 pour convertir cette valeur dans son équivalent de 0,202 t CO₂/MWh. On part d’une hypothèse de rendement de 55 % pour une centrale au gaz à cycle combiné.

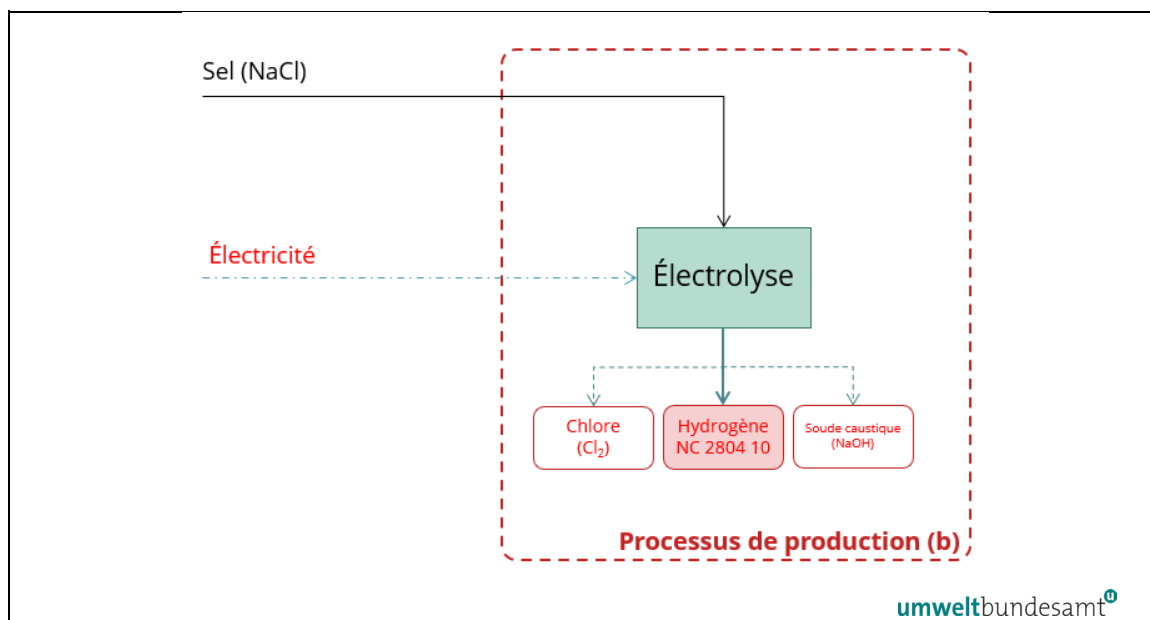
7.5.2.2 Exemple 2 – électrolyse des chlorures alcalins

L'exemple qui suit montre comment les émissions intrinsèques spécifiques sont calculées pour l'hydrogène produit grâce au mode de production par électrolyse des chlorures alcalins.

Les émissions intrinsèques des importations dans l'UE sont calculées à la fin de l'exemple en vue de la déclaration pendant la période transitoire.

Le schéma qui suit présente une vue générale de l'installation et montre les limites du système (en pointillé pour l'unique processus de production). Les unités physiques nécessaires au processus de production ont été regroupées sous l'intitulé «Électrolyse», tandis que les matières entrantes et sortantes et les sources d'émission sont toutes indiquées.

Figure 7-18: exemple n° 2 dans le secteur de l'hydrogène □- vue d'ensemble et méthode de surveillance complète de l'hydrogène



Un processus de production unique est en place pour l'électrolyse des chlorures alcalins. Les matières entrantes sont constituées de sel en tant que matière première et d'énergie électrique pour l'électrolyse. Les matières sortantes sont des coproduits tels que le chlore, la soude caustique et l'hydrogène produit. Il n'y a pas d'émissions directes ni de flux à surveiller.

Les matières entrantes et sortantes indiquées en rouge sont les paramètres que l'exploitant doit surveiller pour attribuer les émissions et déterminer les émissions intrinsèques spécifiques directes et indirectes du processus de production.

Dans cet exemple, il n'y a pas d'émissions directes. Les émissions indirectes qui font l'objet d'une surveillance dans cet exemple résultent de:

- l'énergie électrique consommée lors du processus de production.

Les niveaux d'activité du chlore et de la soude caustique **ainsi que** celui de l'hydrogène produit doivent faire l'objet d'une surveillance aux fins de la répartition correcte des émissions entre les produits. Dans l'exemple, on part de l'hypothèse que seule une partie de l'hydrogène produit est également vendue.

Le Table 7-31 résume les matières entrantes et sortantes du processus de production qui font l'objet d'une surveillance visant à déterminer les émissions intrinsèques spécifiques totales.

Tableau 7-31: exemple de niveaux de production pour la période de déclaration et calcul des proportions molaires

Produit	DA (t)	Masse molaire (kg/kmol)	Proportion molaire DA/masse molaire (t kmol/kg)
Hydrogène (H ₂) produit	5 687	2,016	2 820,8
Hydrogène (H ₂) vendu	1 200		595,2
Chlore (Cl ₂) produit	200 000	70,902	2 820,8
Soude caustique (NaOH) produite	225 647	39,997	5 641,6

Comme l'hydrogène est produit en même temps que le chlore et la soude caustique, sa part dans les émissions qui résultent du processus de production lui est attribuée à l'aide de l'équation applicable à l'électrolyse des chlorures alcalins présentée ci-dessus (section 7.5.1.2). Le facteur d'attribution de la fraction d'hydrogène vendu dans cette équation est calculé à l'aide des proportions molaires dans le Table 7-31 ci-dessus:

- facteur d'attribution de l'hydrogène = $595,2 / (2\,820,8 + 2\,820,8 + 5\,641,6) = 0,0528$

Tableau 7-32: émissions indirectes totales du processus d'électrolyse des chlorures alcalins

Émissions indirectes	MWh	FE (t CO ₂ /MWh)	Émissions (t CO ₂)
Consommation d'électricité	520 000	0,367	190 604
Émissions indirectes totales de l'installation			190 604

Le facteur d'attribution de 0,0528 calculé ci-dessus sert à attribuer les émissions indirectes à la fraction d'hydrogène, comme suit:

- émissions intrinsèques indirectes attribuées à l'hydrogène produit = $0,0528 \times 190\,604 \text{ t CO}_2 = \mathbf{10\,064 \text{ t CO}_2}$
- une division par le niveau de production d'hydrogène permet d'obtenir les émissions intrinsèques indirectes spécifiques: $10\,064 \text{ t CO}_2 / 1\,200 \text{ t H}_2 = \mathbf{8,387 \text{ t CO}_2/\text{t H}_2}$

L'obligation de déclaration au titre du MACF qui s'applique à l'importation d'hydrogène dans l'UE au cours de la période transitoire peut alors être déterminée suivant la méthode présentée ci-dessus; par exemple, pour l'importation de 100 tonnes d'hydrogène produit par électrolyse de chlorures alcalins:

- **période transitoire (uniquement déclaration):**

- émissions intrinsèques directes = 0 t CO₂
- émissions intrinsèques indirectes = 100 t x 8,387 t CO₂/t = 838,7 t CO₂

Total: 837,9 t CO₂

7.6 Électricité «en tant que marchandise» (c.-à-d. importée dans l'UE)

L'encadré ci-dessous indique les sections du règlement d'exécution qui sont applicables à ce secteur pendant la période transitoire du MACF.

Références dans le règlement d'exécution:

- **Annexe II**, section 3 (dispositions particulières et exigences de surveillance par mode de production), sous-section 3.19 (Électricité).
 - **Annexe III**, section **D (surveillance de l'électricité)**, sous-sections **D.1 et D.2**.
-



Lorsque l'électricité est importée dans l'Union comme marchandise en tant que telle, c'est-à-dire lorsqu'elle n'est pas comprise dans les émissions indirectes d'un bien (matériel), des règles spéciales s'appliquent. Premièrement, seules les émissions directes sont applicables. Deuxièmement, ce sont les émissions réelles qui sont surveillées, au lieu d'utiliser un facteur par défaut pour les émissions intrinsèques, ce qui constitue une exception à la règle. Pour calculer ces émissions, il convient d'utiliser la formule donnée à la section 6.6. En ce qui concerne le facteur d'émission de l'électricité, les règles énoncées à l'annexe III, section D.2, du règlement d'exécution doivent être appliquées, comme il est expliqué plus loin.

Il existe plusieurs manières de déterminer le facteur d'émission de l'électricité:

- (a) par défaut, la valeur par défaut spécifique pour un pays tiers, un groupe de pays tiers ou une région au sein d'un pays tiers est utilisée. Cette valeur est déterminée par la Commission sur la base des meilleures données disponibles. Ces **facteurs d'émission de CO₂**¹⁵³ sont basés sur les données de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et sont fournis par la Commission dans le registre transitoire MACF;
- (b) lorsqu'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 de l'annexe est utilisé. Il est également basé sur les données de l'AIE et fourni dans le registre transitoire MACF;

¹⁵³ Le règlement MACF donne la définition suivante de «facteur d'émission de CO₂»: «la moyenne pondérée de l'intensité de CO₂ correspondant à l'électricité produite à partir de combustibles fossiles au sein d'une région géographique; le facteur d'émission de CO₂ constitue le quotient des données d'émission de CO₂ du secteur de l'électricité par le chiffre de la production brute d'électricité reposant sur les combustibles fossiles dans la région géographique concernée; il est exprimé en tonnes de CO₂ par mégawattheure».

- (c) lorsqu'un déclarant fournit suffisamment d'éléments fondés sur des informations officielles et publiques pour démontrer que le **facteur d'émission de CO₂ applicable est inférieur** aux valeurs visées aux points a) et b), et lorsque les conditions énoncées à la section 7.6.1 sont remplies, le déclarant peut déterminer le facteur d'émission de CO₂ sur la base de la méthode décrite dans ladite section;
- (d) les **données relatives aux émissions réelles** d'une installation donnée produisant de l'électricité peuvent être utilisées, si les critères présentés à la section 7.6.2 sont respectés, et le calcul se fonde sur des données déterminées conformément à l'annexe III du règlement d'exécution, ainsi qu'il est expliqué à la section 7.6.2.

7.6.1 Facteur d'émission de CO₂ basé sur les données du déclarant

Aux fins du point c) susmentionné, le déclarant fournit les ensembles de données provenant de **sources officielles** alternatives, y compris des statistiques nationales **pour la période de cinq ans se terminant deux ans avant la déclaration**. Ce délai a été choisi dans le but de refléter l'incidence des politiques de décarbonation (telle que l'augmentation de la production d'énergie renouvelable) ainsi que des conditions climatiques (telles que des années particulièrement froides) sur l'approvisionnement annuel en électricité dans les pays concernés.

À cette fin, le déclarant calcule les facteurs d'émission de CO₂ annuels par technologie utilisatrice de combustibles fossiles et sa production brute d'électricité respective dans le pays qui exporte de l'électricité vers l'Union, sur la base de l'équation suivante:

$$Em_{el,y} = \frac{\sum_i^n EF_i \times E_{el,i,y}}{E_{el,y}} \quad (\text{Équation 45})$$

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 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 ensuite calculé en tant que moyenne mobile de ces années:

$$Em_{el} = \frac{\sum_{y-6}^{y-2} Em_{el,i}}{5} \quad (\text{Équation 46})$$

où:

Em_{el} représente le facteur d'émission de CO₂ résultant de la moyenne mobile des facteurs d'émission de CO₂ 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.

7.6.2 Facteur d'émission de CO₂ basé sur les émissions réelles de CO₂ de l'installation

Pour autoriser un importateur d'électricité à utiliser les données relatives aux émissions réelles d'une installation donnée produisant de l'électricité, tous les critères a) à d) présentés à l'annexe IV, section 5, du règlement MACF doivent être remplis, à savoir:

- (a) la quantité d'électricité pour laquelle l'utilisation des émissions intrinsèques réelles est demandée est couverte par un **accord d'achat d'électricité** entre le déclarant MACF autorisé et un producteur d'électricité situé dans un pays tiers;
- (b) l'installation produisant de l'électricité est **directement connectée au réseau de transport de l'Union**, ou il peut être démontré qu'au moment de l'exportation, il n'y avait **pas de congestion physique du réseau** à un quelconque point du réseau entre l'installation et le réseau de transport de l'Union;
- (c) l'installation produisant de l'électricité **n'émet pas plus de 550 grammes de CO₂** d'origine fossile **par kWh** d'électricité;
- (d) la quantité d'électricité pour laquelle l'utilisation des émissions intrinsèques réelles est demandée a été **définitivement affectée à la capacité d'interconnexion allouée** par tous les gestionnaires de réseau de transport responsables dans le pays d'origine, le pays de destination et, le cas échéant, chaque pays de transit et la capacité affectée et la production d'électricité par l'installation se rapportent à la même période, qui ne dépasse pas une heure.

En outre, ladite installation doit déterminer le facteur d'émission de l'électricité conformément à l'annexe III du règlement d'exécution, c'est-à-dire comme expliqué à la section 6.7.3 ou à la section 6.7.4 en cas de cogénération. Les émissions directes de l'installation doivent être déterminées conformément à la méthode décrite à la section 6.5.

8 EXEMPTIONS DU MACF

Certaines exemptions générales s'appliquent au cours de la période transitoire. Elles sont énumérées ci-après.

Références dans le règlement d'exécution:

- **Règlement (UE) 2023/956 relatif au MACF, section I, article 2 (Champ d'application), paragraphes 3, 4 et 7.** Annexe III (Pays et territoires tiers ne relevant pas du champ d'application du présent règlement aux fins de l'article 2).
-

Exemption de minimis

Les marchandises qui relèvent du champ d'application du MACF importées en petites quantités (de minimis) peuvent être automatiquement considérées comme exemptées des dispositions de la réglementation relative au MACF, pourvu que la valeur de ces marchandises soit négligeable, autrement dit qu'elle n'excède pas 150 EUR par envoi¹⁵⁴. Cette exemption s'applique également au cours de la phase transitoire.

Exemption pour utilisation militaire¹⁵⁵

Les marchandises importées à des fins militaires par les autorités des États membres, ou dans le cadre d'un accord avec les autorités militaires d'un pays tiers, dans le cadre de la politique de sécurité et de défense commune de l'Union ou dans le cadre de l'OTAN, peuvent bénéficier d'une exemption.

Exemption pour les pays de l'AELE

Les pays qui participent au SEQE de l'UE (la Norvège, l'Islande et le Liechtenstein), ou qui disposent d'un système d'échange de quotas lié au SEQE de l'UE (la Suisse), sont exemptés de l'application du MACF.

Les pays exemptés en ce qui concerne toutes les marchandises couvertes par le MACF sont énumérés à l'annexe III, section 1, du règlement MACF; les pays exemptés en ce qui concerne l'électricité seront ajoutés à la section 2 de ladite annexe, actuellement vide.

Exemption limitée pour les importations d'électricité

Les importations d'électricité en provenance de pays tiers sont couvertes par le MACF, sauf si le pays tiers est étroitement intégré au marché intérieur de l'électricité de l'Union à un point tel qu'il est impossible de trouver une solution technique pour appliquer le MACF à ces importations; cette exemption ne s'applique que dans certaines circonstances et sous réserve des conditions énoncées à l'article 2 du règlement MACF.

¹⁵⁴ Article 23 du règlement (CE) n° 1186/2009 du Conseil. Voir: <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:324:0023:0057:FR:PDF>

¹⁵⁵ Règlement délégué (UE) 2015/2446 de la Commission du 28 juillet 2015 complétant le règlement (UE) n° 952/2013 du Parlement européen et du Conseil au sujet des modalités de certaines dispositions du code des douanes de l'Union.

Annex A Liste des abréviations

Abréviation	Signification
DA	Données d'activité
AEM	Durée des effets d'anode en minutes
AEO	Surtension d'effet d'anode
NA	Niveau d'activité
AOD	Décarburation à l'argon et à l'oxygène.
MTD	Meilleures techniques disponibles
FB	Fraction issue de la biomasse
GHF	Gaz de haut-fourneau
BOF	Convertisseur à oxygène
BOFG	Gaz de convertisseur à oxygène
BREF	Documents de référence sur les meilleures techniques disponibles
AC	Autorité compétente
MACF	Mécanisme d'ajustement carbone aux frontières
CCR	Rapport clinker/ciment
CSC	Captage et stockage du carbone
CCU	Captage et utilisation du carbone
CCUS	Captage, utilisation et stockage du carbone
SMCE	Systèmes de mesure continue des émissions
FC	Facteur de conversion
CFP	Empreinte carbone des produits
CHP	Production combinée de chaleur et d'électricité
CKD	Poussières de four à ciment
NC	Nomenclature combinée
COG	Gaz de cokerie
DRI	Fer de réduction directe
EAF	Four électrique à arc
FE	Facteur d'émission
AELE	Association européenne de libre-échange
EORI	Enregistrement et identification des opérateurs économiques
SEQE	Système d'échange de quotas d'émission
SEQE de l'UE	Système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne
EUA	Quotas (utilisés dans le SEQE de l'UE)
EUR	euro (devise)

Abréviation	Signification
FAR	Règle en matière d'allocation à titre gratuit [règlement (UE) 2019/331] ¹⁵⁶
GES	Gaz à effet de serre
PRP	Potentiel de réchauffement planétaire
HBI	Fer aggloméré à chaud
SH	Système harmonisé (du commerce international)
AIE	Agence internationale de l'énergie
ISO	Organisation internationale de normalisation
UTCATF	Utilisation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie (critères)
DMS	Documentation relative à la méthode de surveillance
RSD	Règlement relatif à la surveillance et à la déclaration [règlement (UE) 2018/2066] ¹⁵⁷
MRV	Surveillance, déclaration et vérification
EM	État(s) membre(s)
MWh	Mégawattheure
PCI	Pouvoir calorifique inférieur
NPI	Fonte brute de nickel
FO	Facteur d'oxydation
ICP	Injection de charbon pulvérisé
SPSE	Système prédictif de surveillance des émissions
PFC	Hydrocarbure perfluoré
PoS	Preuves de durabilité
RED II	Directive sur les énergies renouvelables (refonte)
SEE	Émissions intrinsèques spécifiques
TARIC	Tarif intégré de la base de données de l'Union européenne
TJ	Térajoules
GRT	Gestionnaire de réseau de transport
CDU	Code des douanes de l'Union
Locode/ONU	Code des Nations unies pour les lieux utilisés pour le commerce et les transports

¹⁵⁶ Règlement délégué (UE) 2019/331 de la Commission du 19 décembre 2018 définissant des règles transitoires pour l'ensemble de l'Union concernant l'allocation harmonisée de quotas d'émission à titre gratuit conformément à l'article 10 *bis* de la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil.

¹⁵⁷ 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.

Terme	Définition
«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
«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
«Émissions réelles»	les émissions calculées à partir des données primaires provenant des processus de production des marchandises et de la production de l'électricité consommée lors de ces processus, déterminées selon les méthodes décrites à l'annexe IV [du règlement d'exécution]
«Niveau d'activité»	la quantité de marchandises produites (exprimée en MWh pour l'électricité, ou en tonnes pour les autres marchandises) dans les limites d'un processus de production
«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
«Déclarant MACF autorisé»	une personne autorisée par l'autorité compétente conformément à l'article 17 du règlement (UE) 2023/956 relatif au MACF
«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
«Biomasse»	la fraction biodégradable des produits, des déchets et des résidus d'origine biologique provenant de l'agriculture, y compris les substances végétales et animales, de la sylviculture et des industries connexes, y compris la pêche et l'aquaculture, ainsi que la fraction biodégradable des déchets, y compris les déchets industriels et municipaux d'origine biologique
«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

Terme	Définition
«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
«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
«Prix du carbone»	le montant monétaire dû dans un pays tiers, dans le cadre d'un programme de réduction des émissions de carbone, sous la forme d'un impôt, d'une taxe ou d'une redevance ou sous la forme de quotas d'émission dans le cadre d'un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre, calculé sur les gaz à effet de serre couverts par une telle mesure et émis lors de la production de marchandises
«Certificat MACF»	un certificat sous format électronique correspondant à une tonne équivalent CO ₂ d'émissions intrinsèques des marchandises
«Facteur d'émission de CO₂»	la moyenne pondérée de l'intensité de CO ₂ correspondant à l'électricité produite à partir de combustibles fossiles au sein d'une région géographique. Le facteur d'émission de CO ₂ constitue le quotient des données d'émission de CO ₂ du secteur de l'électricité par le chiffre de la production brute d'électricité reposant sur les combustibles fossiles dans la région géographique concernée. Il est exprimé en tonnes de CO ₂ par mégawattheure
«Nomenclature combinée»	<p>le classement des marchandises conçu pour répondre aux besoins: i) du tarif douanier commun, qui fixe les droits à l'importation pour les produits importés dans l'Union européenne (UE), ainsi que du tarif intégré des Communautés européennes (TARIC), qui rassemble toutes les mesures de l'UE et les mesures commerciales appliquées aux marchandises importées dans l'UE et exportées depuis l'UE; ii) des statistiques du commerce international de l'UE.</p> <p>La nomenclature combinée est l'outil qui sert à collecter, à échanger et à publier des données sur les statistiques du commerce international de l'UE. Elle sert également à collecter et à publier des statistiques du commerce intra-UE¹⁵⁸.</p>
«Émissions de combustion»	les émissions de gaz à effet de serre survenant lors de la réaction exothermique d'un combustible avec l'oxygène

¹⁵⁸ Pour la définition, voir: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Glossary:Combined_nomenclature_\(CN\)](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Glossary:Combined_nomenclature_(CN))

Terme	Définition
«Autorité compétente»	l'autorité désignée par chaque État membre conformément à l'article 11 du règlement (UE) 2023/956 relatif au MACF
«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
«Marchandises complexes»	les marchandises autres que les marchandises simples
«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
«Facteur de conversion»	la quantité de carbone émise sous forme de CO ₂ 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 CO ₂
«Déclarant en douane»	un déclarant, tel qu'il est défini à l'article 5, point 15), du règlement (UE) n° 952/2013, qui dépose une déclaration en douane de mise en libre pratique de marchandises en son nom propre ou la personne au nom de laquelle une telle déclaration est déposée
«Système de captage, utilisation et stockage du dioxyde de carbone»	un groupe d'opérateurs économiques disposant d'installations et d'équipements de transport techniquement reliés pour le captage, le transport, l'utilisation dans la production de biens ou le stockage géologique du CO ₂
«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
«Ensemble de données»	un seul type de données se rapportant, selon le cas, à l'installation ou au processus de production, parmi les données suivantes: <ul style="list-style-type: none"> a) la quantité de combustible ou de matière consommée ou produite par un processus 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 résiduels; b) un facteur de calcul;

Terme	Définition
	<p>c) la quantité nette de chaleur mesurable et les paramètres nécessaires à sa détermination, notamment: i) le débit massique du milieu caloporteur, et ii) l'enthalpie du milieu caloporteur transmis et restitué, telle que spécifiée par composition, température, pression et saturation;</p> <p>d) les quantités de chaleur non mesurable, spécifiées par les quantités de combustibles utilisées pour produire de la chaleur, ainsi que par le pouvoir calorifique inférieur (PCI) de la combinaison de combustibles;</p> <p>e) les quantités d'électricité;</p> <p>f) les quantités de CO₂ transféré entre installations;</p> <p>g) les quantités de précurseurs reçus depuis l'extérieur de l'installation, et leurs paramètres pertinents, tels que le pays d'origine, le mode de production utilisé, les émissions directes et indirectes spécifiques, le prix du carbone dû;</p> <p>h) les paramètres pertinents pour un prix du carbone dû</p>
«Valeur par défaut»	une valeur calculée ou établie à partir de données secondaires, qui représente les émissions intrinsèques des marchandises
«Émissions directes»	les émissions résultant des processus de production des marchandises, y compris les émissions résultant de la production du chauffage et du refroidissement consommée lors des processus de production, quel que soit le lieu de production du chauffage ou du refroidissement
«Système éligible de surveillance, de déclaration et de vérification»	les systèmes de surveillance, de déclaration et de vérification à l'endroit où l'installation est établie ¹⁵⁹ aux fins d'un «régime de tarification du carbone», ou les régimes obligatoires de surveillance des émissions, ou un régime de surveillance des émissions au sein de l'installation qui peut comprendre la vérification par un vérificateur accrédité, conformément à l'article 4, paragraphe 2, du règlement d'exécution relatif au MACF
«Émissions intrinsèques»	les émissions directes émises lors de la production de marchandises et les émissions indirectes provenant de la production de l'électricité qui est consommée lors des processus de production, calculées selon les méthodes établies à l'annexe IV et précisées dans les règlements d'exécution adoptés en vertu de l'article 7, paragraphe 7
«Émissions»	le rejet dans l'atmosphère de gaz à effet de serre issus de la production de marchandises

¹⁵⁹ État ou territoire dans lequel l'installation est située.

Terme	Définition
«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
«Facteur d'émission pour l'électricité»	la valeur par défaut, exprimée en équivalent CO ₂ , représentant l'intensité des émissions de l'électricité consommée lors de la production de marchandises
«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
SEQUE de l'UE	le système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans l'Union pour les activités énumérées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE autres que les activités aériennes
«Carbone fossile»	le carbone inorganique et le carbone organique non issu de la biomasse
«Fraction fossile»	la part de carbone fossile et inorganique dans la quantité totale de carbone contenue dans un combustible ou une matière, exprimée sous la forme d'une fraction
«Émissions fugitives»	les émissions irrégulières ou non intentionnelles à partir de sources qui ne sont pas localisées ou qui sont trop dispersées ou trop petites pour faire l'objet d'une surveillance individuelle
«Marchandises»	les marchandises énumérées à l'annexe I du règlement (UE) 2023/956 relatif au MACF (et à l'annexe I du règlement d'exécution)
«Gaz à effet de serre»	les gaz à effet de serre indiqués à l'annexe I du règlement (UE) 2023/956 relatif au MACF (et à l'annexe II du règlement d'exécution) pour chacune des marchandises énumérées dans ladite annexe
«Importateur»	soit la personne qui dépose une déclaration en douane de mise en libre pratique de marchandises en son nom propre et pour son propre compte, soit, lorsque la déclaration en douane est déposée par un représentant en douane indirect conformément à l'article 18 du règlement (UE) n° 952/2013, la personne pour le compte de laquelle une telle déclaration est déposée
«Importation»	la mise en libre pratique prévue à l'article 201 du règlement (UE) n° 952/2013
«Émissions indirectes»	les émissions résultant de la production de l'électricité consommée lors des processus de production des marchandises, quel que soit le lieu de production de l'électricité consommée
«CO₂ intrinsèque»	le CO ₂ qui entre dans la composition d'un flux

Terme	Définition
«Installation»	une unité technique fixe dans laquelle un processus de production est réalisé
«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
«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 CO ₂ est déterminé au moyen de systèmes de mesure continue
«Système de mesure»	un ensemble complet d'instruments de mesure et d'autres équipements, tels que les équipements d'échantillonnage et de traitement des données, utilisé pour déterminer des variables telles que les données d'activité, la teneur en carbone, le pouvoir calorifique ou le facteur d'émission des émissions de gaz à effet de serre
«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
«Combustible mixte»	un combustible contenant à la fois de la biomasse et du carbone fossile
«Matière mixte»	une matière contenant à la fois de la biomasse et du carbone fossile
«Pouvoir calorifique inférieur»	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
«Chaleur non mesurable»	toute chaleur autre que la chaleur mesurable
«Exploitant»	toute personne qui exploite ou contrôle une installation dans un pays tiers
«Facteur d'oxydation»	le rapport entre le carbone oxydé en CO ₂ 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 CO ₂
«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

Terme	Définition
«Accord d'achat d'électricité»	un contrat en vertu duquel une personne s'engage à acheter directement de l'électricité à un producteur d'électricité
«Processus de production»	les procédés chimiques et physiques mis en œuvre dans les parties d'une installation afin de produire des marchandises relevant d'une catégorie agrégée de marchandises définie dans le tableau 1 de la section 2 de l'annexe II, et ses limites du système spécifiées en ce qui concerne les intrants, les extrants et les émissions s'y rapportant
«Mode de production»¹⁶⁰	une technique spécifique employée dans un processus de production pour produire des marchandises relevant d'une catégorie agrégée de marchandises
«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
«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 ¹⁶¹ afin de garantir l'exhaustivité de la déclaration, lorsque la méthode de surveillance applicable ne permet pas d'obtenir toutes les données et tous les facteurs requis
«Rabais»	toute réduction, sous une forme monétaire ou sous une autre forme, du montant dû ou acquitté par une personne redevable d'un prix du carbone, avant ou après paiement de celui-ci
«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, et qui peuvent être choisies sur une base volontaire

¹⁶⁰ Remarque: différents modes de production peuvent exister pour un même processus de production.

¹⁶¹ Les données d'activité ou les facteurs de calcul.

Terme	Définition
«Déclarant»	l'une des personnes suivantes: <ul style="list-style-type: none"> a) un importateur qui dépose une déclaration en douane de mise en libre pratique de marchandises en son nom propre et pour son propre compte; b) la personne, titulaire d'une autorisation lui permettant de déposer une déclaration en douane visée à l'article 182, paragraphe 1, du règlement (UE) n° 952/2013, qui déclare l'importation de marchandises; c) le représentant en douane indirect lorsque la déclaration en douane est déposée par un représentant en douane indirect désigné conformément à l'article 18 du règlement (UE) n° 952/2013, lorsque l'importateur est établi en dehors de l'Union ou lorsque le représentant en douane indirect a consenti à s'acquitter des obligations de déclaration conformément à l'article 32 du règlement (UE) 2023/956
«Période de déclaration»	toute période que l'exploitant d'une installation a choisi d'utiliser comme référence pour la détermination des émissions intrinsèques
«Résidu»	une substance qui n'est pas le ou les produits finis qu'un processus de production cherche directement à produire; il ne s'agit pas de l'objectif premier du processus de production et celui-ci n'a pas été délibérément modifié pour l'obtenir
«Marchandises simples»	les marchandises produites dans le cadre d'un processus de production nécessitant exclusivement des matières entrantes (précurseurs) et des combustibles à émissions intrinsèques nulles
«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
«Émissions intrinsèques spécifiques»	les émissions intrinsèques d'une tonne de marchandises, exprimées en tonnes équivalent CO ₂ émises par tonne de marchandises
«Conditions standard»	une température de 273,15 K et une pression de 101 325 Pa définissant des normomètres cubes (Nm ³)
«Pays tiers»	un pays ou territoire situé en dehors du territoire douanier de l'Union européenne

Terme	Définition
«Tonne équivalent CO₂»	une tonne métrique de CO ₂ , ou une quantité de tout autre gaz à effet de serre repris à l'annexe I du règlement d'exécution recelant un potentiel de réchauffement planétaire équivalent («équivalent CO ₂ »)
«Gestionnaire de réseau de transport»	un gestionnaire au sens de l'article 2, point 35), de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil ¹⁶²
«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
«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
«Gaz résiduaire»	un gaz contenant du carbone incomplètement oxydé à l'état gazeux dans les conditions standard, qui résulte d'un des procédés énumérés sous l'entrée «Émissions de procédé»

¹⁶² Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE (JO L 158 du 14.6.2019, p. 125).

Annexe C – Informations complémentaires sur la biomasse

Ainsi qu'il a été expliqué dans la section 6.5.4, les émissions provenant de la biomasse peuvent être égales à zéro seulement si certains **critères de durabilité et de réduction des GES** (les «critères RED II») sont remplis. Ces critères sont définis dans la directive RED II (directive sur les énergies renouvelables, refonte¹⁶³). La présente annexe contient d'autres conseils pratiques sur l'application pratique de ces critères.

La courte introduction suivante concernant les critères de durabilité et de réduction des GES est tirée du document d'orientation n° 3 de la Commission, «Biomass issues in the EU ETS».

https://climate.ec.europa.eu/system/files/2022-10/gd3_biomass_issues_en.pdf

1. Définitions

Pour une meilleure compréhension du texte qui suit, on entend par:

- «biocarburants»: les combustibles liquides utilisés pour le transport et produits à partir de la biomasse;
- «bioliquide»: un combustible liquide destiné à des usages énergétiques autres que le transport, y compris la production d'électricité, le chauffage et le refroidissement, et produit à partir de la biomasse;
- «combustibles issus de la biomasse»: les combustibles solides et gazeux produits à partir de la biomasse;
- «biogaz»: les combustibles gazeux produits à partir de la biomasse;
- «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;
- «résidu»: une substance qui n'est pas le ou les produits finis qu'un processus de production cherche directement à produire; il ne s'agit pas de l'objectif premier du processus de production et celui-ci n'a pas été délibérément modifié pour l'obtenir;
- «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;
- «déchets municipaux»: a) les déchets en mélange et les déchets collectés séparément provenant des ménages, y compris le papier et le carton, le verre, les métaux, les matières plastiques, les biodéchets, le bois, les textiles, les emballages, les déchets d'équipements électriques et électroniques, les déchets de piles et d'accumulateurs, ainsi que les déchets encombrants, y compris les matelas et les meubles; b) les déchets en mélange et les déchets collectés séparément provenant d'autres sources lorsque ces déchets sont similaires par leur nature et leur composition aux déchets provenant des ménages. Les déchets municipaux n'incluent

¹⁶³ Directive (UE) 2018/2001 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (refonte). Voir: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2018/2001/2022-06-07?locale=fr>

pas les déchets provenant de la production, de l'agriculture, de la sylviculture, de la pêche, des fosses septiques et des réseaux d'égouts et des stations d'épuration, y compris les boues d'épuration, les véhicules hors d'usage ou les déchets de construction et de démolition.

2. Quels critères s'appliquent?

La Figure 8-1 montre un schéma décisionnel auquel un exploitant peut se reporter pour déterminer quelles procédures écrites il doit inclure dans la documentation relative à la méthode de surveillance et déterminer le facteur d'émission de la biomasse. Dans ce schéma, les étapes sont les suivantes (dans l'ordre):

1. la première étape consiste à déterminer si le flux est constitué exclusivement de biomasse ou s'il est mélangé à une fraction fossile. Dans ce dernier cas, il est nécessaire de soumettre la fraction issue de la biomasse aux analyses requises ou d'appliquer une valeur par défaut raisonnable (voir section 6.5.1.4, dernière sous-section). La possibilité d'appliquer un facteur d'émission égal à zéro ne concerne que la fraction issue de la biomasse du flux.

La fraction issue de la biomasse peut également être déterminée à l'aide de preuves de durabilité délivrées par un système de certification.

Si une partie seulement du flux est constituée de biomasse, les étapes suivantes ne concernent que cette fraction issue de la biomasse. Toutefois, si les éléments nécessaires pour démontrer que les critères RED II sont remplis ne sont disponibles que pour une partie de cette fraction issue de la biomasse, on considère qu'il existe trois fractions (une fossile, une partie de la biomasse traitée comme si elle était fossile et une partie de la biomasse dont les émissions seront égales à zéro, car elle répond aux critères RED II);

2. déterminez si le flux est destiné (principalement) à des usages énergétiques. Si et seulement si c'est le cas, passez aux étapes suivantes;
3. si le flux est constitué de déchets municipaux solides, vous ne devez pas prendre en considération d'autres critères. La fraction issue de la biomasse peut être égale à zéro;
4. déterminez si le flux est constitué d'un type de biomasse forestière ou agricole, ou (provenant) de «résidus de l'agriculture, de l'aquaculture, de la pêche et de la sylviculture», car les critères de durabilité «liés à la terre»¹⁶⁴ s'appliquent à ces flux. Pour les autres résidus ou déchets (y compris tous les types de déchets industriels qui contiennent de la biomasse), seul le critère de réduction des GES doit être respecté¹⁶⁵.

¹⁶⁴ Article 29, paragraphes 2 à 7, de la directive RED II.

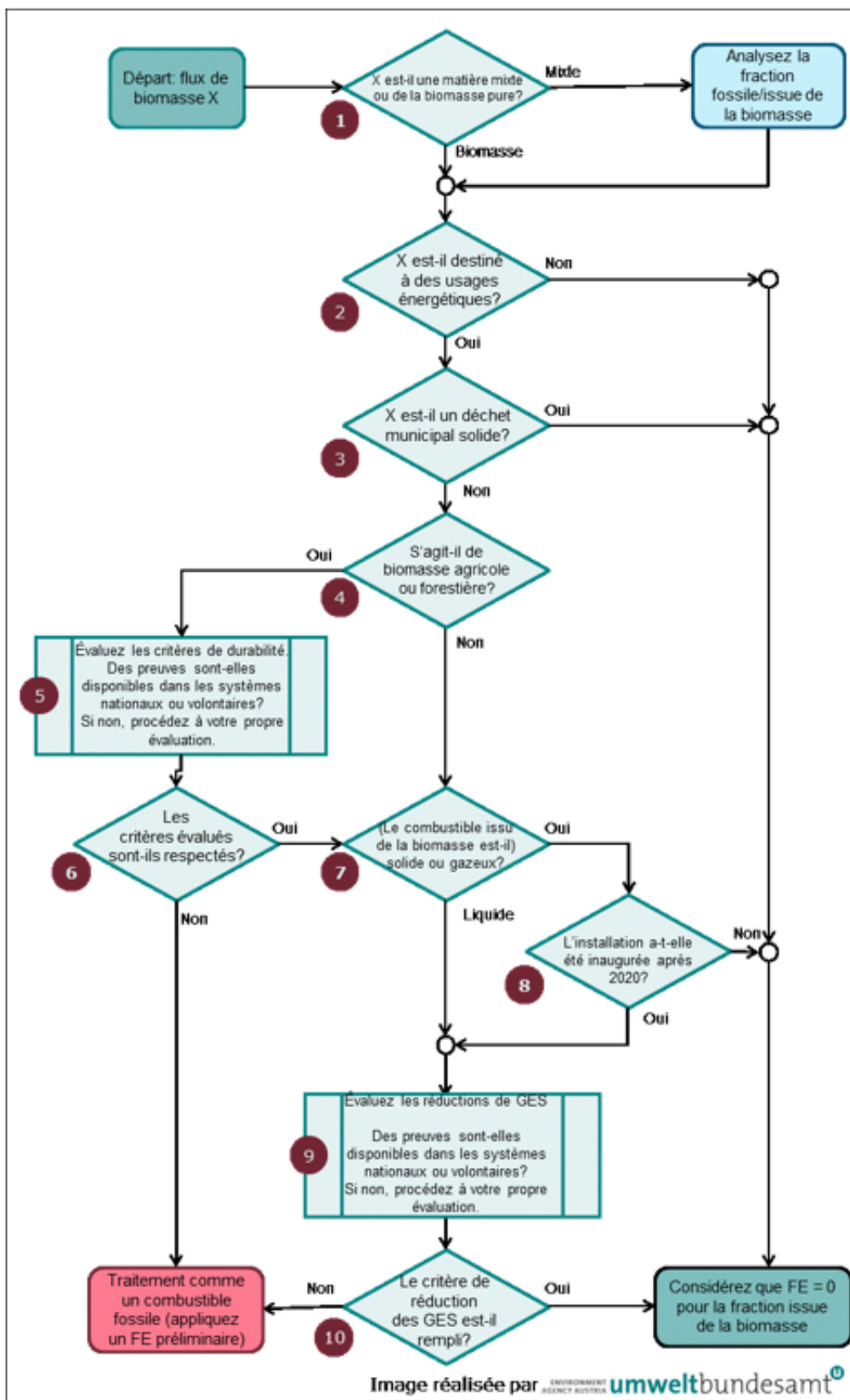
¹⁶⁵ Conformément à la méthode présentée dans les annexes de la directive RED II, «aucune émission n'est attribuée aux déchets et résidus» [au premier point de collecte] lors du calcul des émissions du cycle de vie et des réductions des GES. Dans les faits, cela signifie que lorsque des déchets d'origine biologique sont générés directement dans l'installation [couverte par le MACF], le critère de réduction des GES sera généralement rempli, ce qu'il sera facile de démontrer.

La difficulté consiste à déterminer si une matière est bel et bien un déchet, ou s'il s'agit plutôt d'un produit, d'un sous-produit ou d'un résidu issu d'un processus de production. À cette fin, il convient de s'en tenir à la définition de «déchets» donnée au début de la présente annexe. Elle exclut explicitement les «substances qui ont été délibérément modifiées ou contaminées pour répondre à cette définition». Une évaluation au cas par cas s'impose. Certains systèmes de certification prévus par la directive RED II peuvent apporter la confirmation qu'une matière doit être considérée comme un déchet.

Remarque: pour la biomasse issue de résidus provenant d'animaux, de l'aquaculture et de la pêche, la directive RED II n'énonce aucun critère de durabilité spécifique lié à la terre. Pour ces matières, les exploitants doivent uniquement déterminer les réductions de GES. Dès lors, passez à l'étape 7;

5. en fonction du résultat de l'étape 4, évaluez les critères de durabilité (liés à la terre) concernant la production de biocarburants, de bioliquides ou de combustibles ou carburants issus de la biomasse. En bref, l'exploitant peut faire valoir la certification de la matière/du combustible utilisé délivrée au titre d'un système volontaire (international) reconnu par la Commission.

Figure 8-1: schéma décisionnel relatif à l'application des critères de durabilité et de réduction des GES de la directive RED II à la surveillance des flux dans le cadre du SEQE de l'UE



Si l'exploitant ne dispose d'aucune preuve de durabilité délivrée au titre d'un système de certification, il devra procéder lui-même à l'évaluation des critères pertinents. Les sections 3.1 et 3.2 de la présente annexe contiennent plus d'informations sur les étapes 4 et 5;

6. s'il ressort de l'étape précédente que les critères de durabilité pertinents ne sont pas respectés, l'exploitant doit traiter la matière comme si elle était fossile; autrement dit, le facteur d'émission préliminaire devient le facteur d'émission;
7. si le flux est liquide, l'évaluation des réductions de GES est obligatoire. Passez à l'étape 9;
8. dès lors que l'exigence complémentaire relative aux «combustibles issus de la biomasse», c'est-à-dire la question de savoir s'ils sont solides ou gazeux, ne s'applique qu'aux installations en service depuis le 1^{er} janvier 2021, les installations plus anciennes (plus exactement: les installations qui utilisaient déjà de la biomasse avant 2021) ne doivent pas procéder à d'autres évaluations;
9. les réductions de GES attendues¹⁶⁶ doivent être calculées conformément à la méthode décrite à la section 3.2 de la présente annexe;
10. si les réductions de GES sont supérieures au seuil applicable, la biomasse peut être égale à zéro; sinon, elle doit être traitée comme si elle était fossile. Cette étape met fin à l'évaluation.

3. Comment apporter des preuves du respect des critères de la directive RED II?

Cette section explique comment contrôler la conformité avec les critères de la directive RED II. Ces contrôles procèdent généralement d'un système de certification, mais les mêmes principes s'appliquent aux exploitants qui souhaitent démontrer qu'ils respectent les critères sans recourir à un système de certification.

En fonction des besoins recensés à l'aide du schéma décisionnel (voir la section 2 de la présente annexe), soit le critère de durabilité s'applique, soit le critère de réduction des GES s'applique, soit les deux soit aucun. Il est donc possible d'examiner le critère de durabilité (section 3.1 de la présente annexe) et le critère de réduction des GES (section 3.2 de la présente annexe) séparément. En outre, l'exploitant devra livrer des informations complètes en utilisant un système de bilan massique, conformément à l'article 30, paragraphe 1, de la directive RED II, de manière à garantir que tous les critères soient vérifiés sans lacune ni double comptabilisation tout au long de la chaîne de contrôle, depuis le premier point de collecte (récolte de la biomasse) jusqu'à l'utilisation dans l'installation.

Pour en savoir plus, reportez-vous au texte de la directive RED II. Les sections qui suivent ont pour seul objet de vous donner un aperçu afin que vous puissiez vous orienter dans la directive RED II. Par ailleurs, un acte d'exécution concernant *«les règles relatives à la vérification du respect des critères de durabilité et de réduction des émissions de gaz à effet de serre et des critères relatifs au faible risque d'induire des changements indirects*

¹⁶⁶ L'article 29, paragraphe 10, de la directive RED II dispose que la réduction des émissions de GES est calculée conformément à l'article 31, paragraphe 1, de ladite directive.

dans l'affectation des sols» contient des informations plus précises¹⁶⁷. Cet acte d'exécution fixe également le cadre que doivent respecter les systèmes de certification volontaires.

Des informations sur les systèmes de certification volontaires des biocarburants et des combustibles issus de la biomasse sont disponibles à l'adresse suivante: https://ec.europa.eu/energy/topics/renewable-energy/biofuels/voluntary-schemes_en



3.1 Critères de durabilité

Les critères de durabilité sont définis à l'article 29, paragraphes 2 à 7, de la directive RED II. Ils peuvent être résumés comme suit:

- les biocarburants, les bioliquides et les combustibles issus de la biomasse produits à partir de résidus provenant de l'agriculture (pas de la sylviculture) doivent respecter les conditions énoncées à l'article 29, paragraphe 2, de la directive RED II: «les opérateurs ou les autorités nationales [doivent disposer] de plans de gestion ou de suivi afin de faire face aux incidences sur la qualité des sols et la teneur en carbone du sol»;
- les biocarburants, les bioliquides et les combustibles issus de la biomasse produits à partir de la biomasse agricole (ce qui inclut le produit principal de ces terres ainsi que les résidus) doivent respecter toutes les dispositions suivantes de l'article 29 de la directive RED II:
 - l'article 29, paragraphe 3, exclut les matières premières provenant de terres de grande valeur en termes de diversité biologique, c'est-à-dire de terres qui possédaient un statut précis en janvier 2008 ou postérieurement, qu'elles aient ou non conservé ce statut à ce jour. Les statuts en question sont a) les forêts primaires et autres, b) les forêts très riches en biodiversité et autres, c) les zones affectées à la protection de la nature et d) les prairies naturelles présentant une grande valeur sur le plan de la biodiversité. Concernant le point d), des critères supplémentaires sont fixés dans un acte d'exécution¹⁶⁸;
 - l'article 29, paragraphe 4, interdit d'exploiter des terres qui ont été converties à partir de terres présentant un important stock de carbone, c'est-à-dire de terres qui possédaient un statut précis en janvier 2008 ou postérieurement et qui ne possèdent plus ce statut, en particulier les zones humides et les zones forestières continues;
 - l'article 29, paragraphe 5, exclut la biomasse obtenue à partir d'anciennes tourbières, à moins qu'il ait été prouvé qu'aucun drainage de sols auparavant non drainés n'est impliqué;
- les biocarburants, les bioliquides et les combustibles issus de la biomasse produits à partir de la biomasse forestière (y compris les résidus issus de la sylviculture) doivent remplir certains critères afin de réduire au minimum le risque d'utiliser de la

¹⁶⁷ Règlement d'exécution (UE) 2022/996 de la Commission concernant les règles relatives à la vérification du respect des critères de durabilité et de réduction des émissions de gaz à effet de serre [...], http://data.europa.eu/eli/reg_impl/2022/996/oj

¹⁶⁸ Règlement (UE) n° 1307/2014 de la Commission concernant la définition des critères et des zones géographiques pour les prairies présentant une grande valeur sur le plan de la biodiversité. Voir <http://data.europa.eu/eli/reg/2014/1307/oj>

biomasse forestière issue d'une production non durable (article 29, paragraphe 6, de la directive RED II) et doivent répondre aux critères sur l'utilisation des terres, le changement d'affectation des terres et la foresterie (UTCATF) énoncés à l'article 29, paragraphe 7. D'autres orientations ont été établies dans un acte d'exécution¹⁶⁹;

- pour les autres types de biomasse (par exemple les déchets ou sous-produits d'origine animale; les produits, déchets ou résidus provenant de l'aquaculture et de la pêche; la biomasse issue de microorganismes, comme dans la fermentation industrielle, etc.), la directive RED II ne fixe aucun critère de durabilité. Dès lors, il n'est pas nécessaire de procéder à d'autres évaluations pour ces types de biomasse. Néanmoins, il est utile que l'exploitant dispose de preuves attestant que le flux en question relève effectivement de cette catégorie, c'est-à-dire qu'il s'agit d'un déchet et non d'une matière délibérément modifiée ou contaminée pour devenir un déchet. Il est possible que certains systèmes de certification proposent un classement dans le cadre de leurs services, mais cela ne devrait être nécessaire que pour les cas limites.

3.2 Réductions des GES

Si la directive RED II impose d'apporter la preuve d'une réduction des émissions de GES, cela signifie que l'énergie produite à partir de la biomasse doit générer des **émissions plus basses au cours du cycle de vie** qu'en cas d'utilisation de combustibles fossiles comparables. La méthodologie pour calculer les réductions de GES grâce aux biocarburants et aux bioliquides est présentée à l'annexe V, partie C, de la directive RED II. Pour les combustibles issus de la biomasse (biogaz et biomasse solide), la méthodologie est présentée à l'annexe VI, partie B, de la directive RED II. Un résumé de cette méthodologie figure ci-après.

Étape n° 1: calculez les émissions E résultant de l'utilisation de la biomasse en appliquant la formule suivante:

$$E = e_{ec} + e_l + e_p + e_{td} + e_u - e_{sca} - e_{ccs} - e_{ccr}$$

où:

e_{ec} = les émissions résultant de l'extraction ou de la culture des matières premières¹⁷⁰;

e_l = les émissions annualisées résultant de modifications des stocks de carbone dues à des changements dans l'affectation des sols;

e_p = les émissions résultant de la transformation;

e_{td} = les émissions résultant du transport et de la distribution;

e_u = les émissions résultant du carburant utilisé¹⁷¹;

¹⁶⁹ Règlement d'exécution (UE) 2022/2448 de la Commission relatif à l'établissement d'orientations opérationnelles concernant les preuves à apporter du respect des critères de durabilité applicables à la biomasse forestière: http://data.europa.eu/eli/reg_impl/2022/2448/oj

¹⁷⁰ Les facteurs d'émission par défaut au niveau régional (NUTS2) sont disponibles sur le site web de la Commission: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/biofuels/biofuels_en et https://energy.ec.europa.eu/system/files/2018-07/pre-iluc_directive_nuts2_report_values_mj_kg_july_2018_0.pdf

¹⁷¹ Aux annexes V et VI de la directive RED II, il est précisé que: «[l]es émissions du carburant à l'usage (e_u) sont considérées comme nulles pour les **biocarburants et les bioliquides**. Les émissions de gaz à

e_{sca} = les réductions des émissions dues à l'accumulation du carbone dans les sols grâce à une meilleure gestion agricole;

e_{ccs} = les réductions des émissions dues au piégeage et au stockage géologique du CO₂;

e_{ccr} = les réductions des émissions dues au piégeage et à la substitution du CO₂.

Pour e_{ec} , e_p et e_{td} , les annexes V et VI proposent des valeurs types et des valeurs par défaut pour de nombreux types de matières premières et de processus de production de biocarburants et de combustibles issus de la biomasse. En ce qui concerne la biomasse solide, les émissions résultant du transport dépendent de la distance.

Les installations consomment souvent plusieurs types de déchets ou de résidus pour lesquels la directive RED II ne donne aucune valeur par défaut. Dans un souci de simplification, l'hypothèse est que les émissions résultant des déchets au cours de leur cycle de vie, au lieu et au moment où la matière commence à répondre à la définition d'un déchet, peuvent être réputées égales à zéro, si les émissions résultant de l'approvisionnement (culture, transport vers la transformation en amont et la transformation en elle-même) peuvent raisonnablement être attribuées aux produits principaux et non au déchet. Dès lors, pour ces déchets, seules les émissions résultant du transport jusqu'à l'installation (le cas échéant) ainsi que les éventuelles émissions résultant de la transformation avant combustion (le cas échéant) dans l'installation ne devraient être prises en compte pour déterminer les émissions au cours du cycle de vie.

Pour e_u , la méthodologie décrite dans la directive RED II indique également comment traiter la production de chaleur et d'électricité lorsqu'elles sont produites séparément ou par cogénération¹⁷². À noter que la méthode de prise en compte de la cogénération diffère de celle prévue dans le MACF¹⁷³.

e_{sca} peut seulement être pris en compte si des preuves sérieuses et vérifiables sont apportées. e_{ccs} et e_{ccr} ne présentent de l'intérêt que si des processus de captage, stockage et utilisation du dioxyde de carbone (CSC/CUC) sont appliqués.

Les gaz à effet de serre à prendre en compte et leurs valeurs PRP¹⁷⁴ sont les suivants: CO₂, N₂O (PRP = 298), CH₄ (PRP = 25).

Lorsqu'une preuve de durabilité délivrée par un système de certification est disponible au moins pour une partie de la chaîne de valeur, servez-vous de cette preuve pour déterminer les valeurs e pertinentes dans la formule présentée ci-dessus. De même, indiquez les réductions de GES telles qu'elles sont calculées ci-dessous.

effet de serre hors CO₂ (N₂O et CH₄) du carburant à l'usage sont incluses dans le facteur e_u pour les bioliquides.

[...] Les émissions de CO₂ résultant du combustible utilisé (e_u) sont considérées comme nulles pour les **combustibles issus de la biomasse**. Les émissions de gaz à effet de serre hors CO₂ (CH₄ et N₂O) résultant du combustible utilisé sont incluses dans le facteur e_u ».

¹⁷² La cogénération désigne la production combinée de chaleur et d'électricité.

¹⁷³ Section 6.7.4 du présent document.

¹⁷⁴ PRP désigne le potentiel de réchauffement planétaire. Malheureusement, les valeurs PRP contenues dans la directive RED II n'ont pas encore été adaptées à celles contenues dans le cinquième rapport d'évaluation du GIEC, qui sont celles utilisées dans le RSD. Il est toutefois possible que la Commission mette à jour ces valeurs ultérieurement.

Étape n° 2: calculez les réductions de GES comme suit:

- utilisation de biocarburants (destinés au transport):

$$SAVING = (E_{F(t)} - E_{B(t)}) / E_{F(t)}$$

où:

E_B = le total des émissions provenant du biocarburant;

E_F = le total des émissions provenant du combustible fossile de référence

- production de chauffage (et de refroidissement) et d'électricité:

$$SAVING = (EC_{F(h\&c,el)} - EC_{B(h\&c,el)}) / EC_{F(h\&c,el)}$$

où:

$EC_{B(h\&c,el)}$ = le total des émissions provenant du combustible issu de la biomasse ou du bioliquide;

$EC_{F(h\&c,el)}$ = le total des émissions provenant du combustible fossile de référence pour le chauffage, le refroidissement ou l'électricité, le cas échéant.

Le rendement de la production η pour le chauffage, le refroidissement ou l'électricité doit être pris en compte comme suit:

$$EC = E / \eta$$

Les combustibles fossiles de référence suivants s'appliquent¹⁷⁵:

Destination	Valeur du combustible fossile de référence
Carburants (liquides) destinés au transport $E_{F(t)}$	94 g CO _{2e} /MJ
Production d'électricité: $EC_{F(el)}$	183 g CO _{2e} /MJ
Production de chaleur utile, chauffage et/ou refroidissement: $EC_{F(h\&c)}$	80 g CO _{2e} /MJ

Dans les installations, la «chaleur utile» peut désigner à la fois la chaleur mesurable et la chaleur non mesurable. Lorsque de la chaleur mesurable est produite, un rendement existe pour la production de chaleur à partir du combustible (ou peut, du moins, être déterminé). Le combustible fossile de référence tient compte de ce rendement. Pour la production de chaleur non mesurable, en revanche, un rendement fictif de production de chaleur de $\eta = 90\%$ doit être appliqué pour que la quantité de combustible utilisée soit compatible avec la valeur de référence.

¹⁷⁵ Pour les carburants liquides destinés au transport, la référence se base sur la valeur énergétique du carburant (PCI), tandis que pour la production de chaleur et d'électricité, la référence tient compte de la quantité de chaleur/électricité produite (et du calcul de rendement des installations de production de chaleur par cogénération, le cas échéant).

Ensuite, si de la chaleur et de l'électricité sont toutes deux produites dans l'installation, les quantités de combustibles respectives doivent être contrôlées séparément par rapport aux combustibles fossiles de référence correspondants. S'il existe un système de certification, l'opérateur économique (qui peut être l'exploitant de l'installation) responsable du calcul doit tenir dûment compte des informations relatives au rendement de la production de chaleur et d'électricité.

Étape n° 3: comparez les réductions de GES avec les critères énoncés à l'article 29, paragraphe 10, de la directive RED II.

- **Pour les biocarburants, le biogaz consommé dans le secteur des transports et les bioliquides**, la réduction doit être d'au minimum 50 % s'ils ont été produits¹⁷⁶ dans des installations mises en service le 5 octobre 2015 ou avant cette date, d'au minimum 60 % s'ils ont été produits dans des installations mises en service jusqu'au 31 décembre 2020 et d'au minimum 65 % s'ils ont été produits dans des installations mises en service à partir du 1^{er} janvier 2021. Ce calcul est toutefois généralement réalisé par le producteur du biocarburant, et non par les installations qui consomment ces bioliquides ou ce biogaz. Néanmoins, si une installation utilise également divers déchets issus de la biomasse liquide ou du biogaz¹⁷⁶, on peut considérer qu'elle est le producteur du bioliquide ou du biogaz. Dans ce cas, le calcul de la réduction des GES doit être réalisé par l'exploitant de l'installation, ou par un système de certification pour son compte.
- Pour les **combustibles issus de la biomasse (solide et gazeuse)** consommés dans les installations, la réduction de GES doit être
 - d'au minimum 70 % dans les installations mises en service du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2025,
 - de 80 % pour les installations mises en service à partir du 1^{er} janvier 2026.

¹⁷⁶ Ce critère est pertinent si l'installation produit ces combustibles et les livre à d'autres utilisateurs tenus d'apporter la preuve du respect de la directive RED II, mais également si l'installation produit elle-même ces combustibles. En ce qui concerne le biogaz, la destination «pour le transport» sera alors sans objet. En revanche, le critère applicable aux combustibles issus de la biomasse visé au point suivant s'appliquera.

Annexe D – Valeurs standard pour les calculs des émissions

Règlement d'exécution: annexe VIII.

Facteurs standard utilisés dans la surveillance des émissions directes se rapportant à l'installation

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

Tableau 8-1: facteurs d'émission des combustibles en fonction du pouvoir calorifique inférieur (PCI) et pouvoirs calorifiques inférieurs par masse de combustible

Description du type de combustible	Facteur d'émission (t CO ₂ /TJ)	Pouvoir calorifique inférieur (TJ/Gg)	Source
Pétrole brut	73,3	42,3	LD GIEC 2006
Orimulsion	77,0	27,5	LD GIEC 2006
Liquides de gaz naturel	64,2	44,2	LD GIEC 2006
Essence automobile	69,3	44,3	LD GIEC 2006
Kérosène (autre que jet A1 ou jet A)	71,9	43,8	LD GIEC 2006
Huile de schiste	73,3	38,1	LD GIEC 2006
Gazole/Carburant diesel	74,1	43,0	LD GIEC 2006
Fioul résiduel	77,4	40,4	LD GIEC 2006
Gaz de pétrole liquéfié	63,1	47,3	LD GIEC 2006
Éthane	61,6	46,4	LD GIEC 2006
Naphta	73,3	44,5	LD GIEC 2006
Bitume	80,7	40,2	LD GIEC 2006
Lubrifiants	73,3	40,2	LD GIEC 2006
Coke de pétrole	97,5	32,5	LD GIEC 2006
Charges de raffinage du pétrole	73,3	43,0	LD GIEC 2006
Gaz de raffinerie	57,6	49,5	LD GIEC 2006
Paraffines	73,3	40,2	LD GIEC 2006
White spirit et essences spéciales	73,3	40,2	LD GIEC 2006
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
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

Description du type de combustible	Facteur d'émission (t CO ₂ /TJ)	Pouvoir calorifique inférieur (TJ/Gg)	Source
Pneus usagés	85,0 ⁽¹⁷⁷⁾	s.o.	WBCSD CSI
Monoxyde de carbone	155,2 ⁽¹⁷⁸⁾	10,1	J. Falbe et M. Regitz, Römpp Chemie Lexikon, Stuttgart, 1995
Méthane	54,9 ⁽¹⁷⁹⁾	50,0	J. Falbe et M. Regitz, Römpp Chemie Lexikon, Stuttgart, 1995

Tableau 8-2: facteurs d'émission des combustibles en fonction du pouvoir calorifique inférieur (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 ⁽¹⁸⁰⁾)	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
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 ⁽¹⁸¹⁾
Autres biocarburants liquides	79,6	27,4	LD GIEC 2006
Gaz de décharge ⁽¹⁸²⁾	54,6	50,4	LD GIEC 2006
Gaz de boues d'épuration ⁽¹⁰⁾	54,6	50,4	LD GIEC 2006
Autres biogaz ⁽¹⁰⁾	54,6	50,4	LD GIEC 2006
Déchets municipaux (fraction issue de la biomasse) ⁽¹⁸³⁾	100	11,6	LD GIEC 2006

Facteurs d'émission liés aux émissions de procédé

⁽¹⁷⁷⁾ Cette valeur correspond au facteur d'émission préliminaire, c'est-à-dire avant application, le cas échéant, d'une fraction issue de la biomasse.

⁽¹⁷⁸⁾ Sur la base d'un PCI de 10,12 TJ/t.

⁽¹⁷⁹⁾ Sur la base d'un PCI de 50,01 TJ/t.

⁽¹⁸⁰⁾ 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:

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

Où NCV_{dry} représente le PCI de la matière absolument sèche, w représente la teneur en eau (fraction de la masse) et $\Delta H_v = 2,4 \text{ GJ/t } H_2O$ 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.

⁽¹⁸¹⁾ La valeur PCI provient de l'annexe III de la directive (UE) 2018/2001.

⁽¹⁸²⁾ 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.

⁽¹⁸³⁾ Les lignes directrices du GIEC fournissent également des valeurs pour la fraction fossile des déchets municipaux: EF = 91,7 t CO₂/TJ; NCV = 10 GJ/t

Tableau 8-3: 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	$\text{Facteur d'émission} = \frac{M(\text{CO}_2)}{Y * [M(x)] + Z * [M(\text{CO}_3^{2-})]}$ <p>X = métal M(x) = poids moléculaire de X en [g/mol] M(CO₂) = poids moléculaire de CO₂ en [g/mol] M(CO₃²⁻) = poids moléculaire de CO₃²⁻ en [g/mol] Y = nombre stœchiométrique de X Z = nombre stœchiométrique de CO₃²⁻</p>

Tableau 8-4: 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	$\text{Facteur d'émission} = \frac{M(\text{CO}_2)}{Y * [M(x)] + Z * [M(\text{O})]}$ <p>X = métal alcalino-terreux ou alcalin M(x) = poids moléculaire de X en [g/mol] M(CO₂) = poids moléculaire de CO₂ [g/mol] M(O) = poids moléculaire de O [g/mol] Y = nombre stœchiométrique de X = 1 (pour les métaux alcalino-terreux) = 2 (pour les métaux alcalins) Z = nombre stœchiométrique de O = 1</p>

Tableau 8-5: facteurs d'émission stœchiométriques pour les émissions de procédé associées à d'autres matières (production de fer ou d'acier, transformation des métaux ferreux)⁽¹⁸⁴⁾

⁽¹⁸⁴⁾ Lignes directrices 2006 du GIEC concernant les inventaires nationaux de gaz à effet de serre.

Matière entrante ou sortante	Teneur en carbone (t C/t)	Facteur d'émission (t CO₂/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 8-6: 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

ANNEXE IX – 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 8-7: 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 bitumineux, 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	Bioliqides, y compris le biométhanol, 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 drêches)	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 8-8: 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 ⁽¹⁸⁵⁾	Utilisation directe de gaz d'échappement ⁽¹⁸⁶⁾	Eau chaude	Vapeur ⁽¹⁸⁵⁾	Utilisation directe de gaz d'échappement ⁽¹⁸⁶⁾
Matières sèches	S1	Houille, y compris l'anthracite, 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	80	75	72	80	75	72

⁽¹⁸⁵⁾ 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.

⁽¹⁸⁶⁾ Les valeurs relatives à l'utilisation directe des gaz de combustion sont utilisées si la température est égale ou supérieure à 250 °C.

Catégorie	Type de carburant	Année de construction						
		Avant 2016			À partir de 2016			
		Eau chaude	Vapeur ⁽¹⁸⁵⁾	Utilisation directe de gaz d'échappement ⁽¹⁸⁶⁾	Eau chaude	Vapeur ⁽¹⁸⁵⁾	Utilisation directe de gaz d'échappement ⁽¹⁸⁶⁾	
		renouvelables/biodégradables						
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
Autres	O14	Chaleur perdue (y compris gaz d'échappement issus de procédés haute température, produit d'une réaction	–	–	–	92	87	–

Catégorie	Type de carburant	Année de construction					
		Avant 2016			À partir de 2016		
		Eau chaude	Vapeur ⁽¹⁸⁵⁾	Utilisation directe de gaz d'échappement ⁽¹⁸⁶⁾	Eau chaude	Vapeur ⁽¹⁸⁵⁾	Utilisation directe de gaz d'échappement ⁽¹⁸⁶⁾
	chimique exothermique)						