

ANNEXE VII

Méthodes de surveillance des données

1. CHAMP D'APPLICATION

La présente annexe établit les méthodes de détermination des données requises aux fins de la déclaration des données énumérées à l'annexe IV au niveau de l'installation, ainsi que les règles d'attribution de ces données aux sous-installations, exception faite des données surveillées dans le cadre d'un plan de surveillance approuvé par l'autorité compétente conformément au règlement (UE) n° 601/2012. Au besoin, les données déterminées conformément au règlement (UE) n° 601/2012 sont utilisées aux fins du présent règlement.

2. DÉFINITIONS

Aux fins de la présente annexe, on entend par «ensemble de données» un seul type de données se rapportant, selon le cas, à l'installation ou à la sous-installation, parmi les données suivantes:

- a) la quantité de combustible ou de matière consommée ou produite par un procédé selon qu'il convient pour la méthode de surveillance 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 résiduaux;
- b) un facteur de calcul tel qu'utilisé par le règlement (UE) n° 601/2012 (à savoir, la composition d'une matière, d'un combustible ou d'un gaz résiduaire);
- c) la quantité nette de chaleur mesurable et les paramètres nécessaires à sa détermination, notamment:
 - le débit massique du milieu caloporteur, et
 - l'enthalpie du milieu caloporteur transmis et restitué, telle que spécifiée par composition, température, pression et saturation;
- d) les quantités de chaleur non mesurable, spécifiées par les quantités de combustibles utilisées pour produire de la chaleur, ainsi que par le pouvoir calorifique inférieur (PCI) de la combinaison de combustibles;
- e) les quantités d'électricité;
- f) les quantités de CO₂ transféré entre installations.

On entend par «méthode de détermination», selon le cas:

- a) une méthode d'identification, de collecte et de traitement des données déjà disponibles au niveau de l'installation pour les ensembles de données historiques, ou
- b) une méthode de surveillance prévue pour un ensemble de données spécifique, fondée sur un plan méthodologique de surveillance approuvé.

En outre, les définitions des termes «flux», «source d'émission», «risque inhérent», «risque de carence de contrôle» et «facteur d'émission» énoncées à l'article 3 du règlement (UE) n° 601/2012 s'appliquent.

3. MÉTHODES GÉNÉRALES

3.1. **Méthodes applicables**

L'exploitant détermine les données requises aux fins de l'établissement d'une déclaration relative aux données de référence, conformément à l'article 4, paragraphe 2, point a), au moyen des méthodes prévues à la présente annexe. Dans les cas où cette annexe ne décrit pas de méthodes permettant de déterminer un ensemble de données spécifique, l'exploitant applique une méthode appropriée, sous réserve de l'approbation du plan méthodologique de surveillance par l'autorité compétente conformément à l'article 6. Une méthode est jugée appropriée lorsque l'opérateur garantit que les mesures, les analyses, les échantillonnages, les étalonnages et les validations nécessaires à la détermination de l'ensemble de données spécifique sont réalisés suivant des méthodes fondées sur les normes EN correspondantes. En l'absence de telles normes, les méthodes sont fondées sur des normes ISO ou des normes nationales appropriées. En l'absence de norme publiée, l'exploitant s'appuie sur des projets de normes, sur des 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.

3.2. Méthode d'attribution des données aux sous-installations

1. Lorsque les données d'un ensemble de données spécifique ne sont pas disponibles pour chaque sous-installation, l'exploitant propose une méthode appropriée pour déterminer les données requises pour chaque sous-installation, sauf dans les cas visés à l'article 10, paragraphe 3, deuxième et troisième alinéas. Il applique à cette fin l'un des principes suivants, en fonction de celui qui produit les résultats les plus précis:
 - a) lorsque différents produits sont fabriqués successivement dans la même chaîne de production, les intrants, les extrants et les émissions s'y rapportant sont attribués de manière séquentielle, en fonction du temps d'utilisation annuel pour chaque sous-installation;
 - b) les intrants, les extrants et les émissions s'y rapportant sont attribués sur la base de la masse ou du volume de chaque produit fabriqué, sur la base d'estimations reposant sur le rapport des enthalpies libres de réaction des réactions chimiques concernées, ou sur la base d'une autre clé de répartition appropriée, corroborée par une méthode scientifique fiable.
2. Lorsque les résultats des mesures sont obtenus au moyen de plusieurs instruments de mesure de qualité variable, l'une des méthodes suivantes est appliquée pour répartir entre les sous-installations les données relatives aux quantités de matières, de combustibles, de chaleur mesurable ou d'électricité qui sont disponibles au niveau de l'installation:

- a) détermination de la répartition suivant une méthode de détermination telle que le comptage divisionnaire, l'estimation ou la corrélation, appliquée de la même manière pour chaque sous-installation. Lorsque la somme des données au niveau des sous-installations diffère des données déterminées par ailleurs pour l'installation, un «facteur de rapprochement» uniforme est appliqué à des fins de correction uniforme pour atteindre le chiffre total de l'installation, comme suit:

$$RecF = D_{Inst} / \sum D_{SI} \quad (\text{Équation 1})$$

où $RecF$ représente le facteur de rapprochement, D_{Inst} représente la valeur des données déterminée pour l'installation dans son ensemble, et D_{SI} représente les valeurs des données se rapportant aux différentes sous-installations. Les données correspondant à chaque sous-installation sont ensuite corrigées comme suit:

$$D_{SI,corr} = D_{SI} \times RecF \quad (\text{Équation 2})$$

- b) Dans le cas où les données d'une seule sous-installation sont manquantes ou de moindre qualité que celles des autres sous-installations, les données connues des sous-installations peuvent être soustraites du total des données de l'installation. Cette méthode est préconisée uniquement pour les sous-installations qui contribuent en moindre mesure à l'allocation de l'installation.

3.3. Instruments de mesure ou procédures non placés sous le contrôle de l'exploitant

L'exploitant peut avoir recours à des systèmes de mesure ou à des procédures d'analyse non placés sous son contrôle:

- a) lorsque l'exploitant ne dispose pas de ses propres instruments de mesure ou procédures d'analyse pour la détermination d'un ensemble de données spécifique;
- b) lorsque la détermination d'un ensemble de données par un exploitant au moyen de ses propres instruments de mesure ou procédures d'analyse n'est pas techniquement réalisable ou risque d'entraîner des coûts excessifs;
- c) lorsque l'exploitant prouve de manière concluante à l'autorité compétente que le système de mesure ou la procédure d'analyse non placés sous son contrôle donnent des résultats plus fiables et comportent moins de risques de carence de contrôle.

Dans ce contexte, l'exploitant peut recourir à l'une des sources de données suivantes:

- a) les quantités figurant sur les factures émises par un partenaire commercial, sous réserve de la passation d'une transaction commerciale entre deux partenaires indépendants;
- b) les valeurs directement fournies par les instruments de mesure;
- c) les corrélations empiriques fournies par un organisme compétent et indépendant, tel qu'un fournisseur d'équipements, un prestataire d'ingénierie ou un laboratoire accrédité.

3.4. Méthodes de détermination indirecte

S'il n'existe pas de méthode de mesure ou d'analyse directe pour un ensemble de données requis, notamment lorsque la chaleur mesurable nette est utilisée dans plusieurs procédés de production, l'exploitant propose le recours à une méthode de détermination indirecte, par exemple:

- a) un calcul effectué sur la base d'un procédé chimique ou physique connu, en utilisant des valeurs appropriées admises dans la littérature pour les caractéristiques physico-chimiques des substances concernées, des facteurs stoechiométriques appropriés et des propriétés thermodynamiques telles que les enthalpies de réaction, selon qu'il convient;

- b) un calcul effectué sur la base des données de conception de l'installation, comme les rendements énergétiques des unités techniques ou la consommation énergétique calculée par unité de produit;
- c) des corrélations fondées sur des essais empiriques réalisés à partir d'équipements non étalonnés ou de données consignées dans les protocoles de production et visant à déterminer des valeurs d'estimation pour l'ensemble de données requis. À cet effet, l'exploitant veille à ce que la corrélation respecte les règles de l'art et ne soit appliquée qu'aux fins de déterminer les valeurs comprises dans la plage de valeurs pour laquelle elle a été établie. L'exploitant évalue la validité de ces corrélations au moins une fois par an.

4. SÉLECTION DES MÉTHODES DE DÉTERMINATION ET DES SOURCES DE DONNÉES REPRÉSENTANT LE PLUS HAUT DEGRÉ D'EXACTITUDE POSSIBLE

4.1. **Faisabilité technique**

Lorsqu'un exploitant déclare que l'application d'une méthode de détermination donnée n'est pas techniquement réalisable, l'autorité compétente évalue la faisabilité technique en tenant compte de la justification fournie par l'exploitant. Cette justification établit si l'exploitant dispose de ressources techniques répondant aux besoins d'un système donné ou à une exigence particulière et pouvant être mobilisées dans les délais requis aux fins du présent règlement. Ces ressources techniques englobent les techniques et le matériel ou équipement nécessaires.

4.2. **Coûts excessifs**

Lorsqu'un exploitant déclare que l'application d'une méthode de détermination donnée entraîne des coûts excessifs, l'autorité compétente analyse le caractère excessif des coûts en tenant compte de la justification fournie par l'exploitant.

L'autorité compétente considère les coûts comme étant excessifs lorsque les coûts estimés par l'exploitant sont supérieurs aux bénéfices liés à une méthode de détermination donnée. Dans ce contexte, les bénéfices sont calculés en multipliant le prix de référence de 20 EUR par quota par un facteur d'amélioration, et les coûts tiennent compte d'une période d'amortissement appropriée, fondée sur la durée de vie économique des équipements, s'il y a lieu.

Le facteur d'amélioration est égal à 1 % de la dernière allocation annuelle gratuite de la sous-installation. Par dérogation à cette méthode de calcul, l'autorité compétente peut autoriser les exploitants à déterminer que le facteur d'amélioration vaut 1 % de l'équivalent CO₂ concerné. L'équivalent CO₂ concerné est tel que ci-après, en fonction du paramètre pour lequel l'amélioration de la méthodologie est envisagée:

- a) pour un combustible ou une matière contenant du carbone, y compris les gaz résiduels, les émissions qui résulteraient de la conversion en CO₂ du carbone contenu dans la quantité annuelle du combustible ou de la matière en question;
- b) pour les émissions surveillées au moyen d'une méthode fondée sur la mesure, les émissions annuelles de la source d'émission considérée;
- c) pour la chaleur mesurable, la quantité annuelle de chaleur mesurable considérée, multipliée par le référentiel de chaleur;
- d) pour la chaleur non mesurable, la quantité annuelle de chaleur non mesurable considérée, multipliée par le référentiel de combustibles;
- e) pour l'électricité, la quantité annuelle d'électricité considérée, multipliée par le facteur indiqué à l'article 22, paragraphe 3;
- f) pour une quantité d'un produit relevant d'un référentiel de produit, le nombre annuel provisoire de quotas d'émission alloués à la sous-installation à titre gratuit, déterminé conformément à l'article 16, paragraphe 2, pour la première année de la période d'allocation considérée. Lorsque le référentiel pertinent n'a pas encore été établi conformément à l'article 10 bis, paragraphe 2, de la directive 2003/87/CE, le référentiel correspondant prévu à l'annexe I du présent règlement est utilisé.

Les mesures visant à améliorer la méthode de surveillance d'une installation ne sont pas réputées entraîner des coûts excessifs jusqu'à un montant cumulé de 2 000 EUR par an. Pour les installations à faible niveau d'émission telles que définies à l'article 47 du règlement (UE) n° 601/2012, ce seuil est égal à 500 EUR par an.

4.3. **Procédure**

Pour déterminer les sources de données disponibles les plus exactes, l'exploitant sélectionne les sources de données les plus exactes qui sont techniquement réalisables et ne risquent pas d'entraîner des coûts excessifs, et qui garantissent un flux de données clair avec les moindres risques inhérents et risques de carence de contrôle (ci-après les «sources de données primaires»). L'exploitant utilise les sources de données primaires pour établir la déclaration relative aux données de référence.

Dans la mesure du possible sans entraîner de coûts excessifs, l'exploitant s'efforce, lorsqu'il met en œuvre le système de contrôle conformément à l'article 11, de recenser et d'utiliser des sources de données ou des méthodes supplémentaires pour déterminer des données permettant de corroborer les sources de données primaires (ci-après les «sources de données corroborantes»). Les sources de données corroborantes retenues, le cas échéant, sont consignées dans les procédures écrites visées à l'article 11, paragraphe 2, et dans le plan méthodologique de surveillance.

Pour sélectionner les sources de données primaires, l'exploitant compare toutes les sources de données disponibles pour le même ensemble de données parmi les sources de données génériques énumérées aux sections 4.4 à 4.6 et utilise l'une des sources de données les mieux classées parmi celles considérées comme étant les plus exactes. D'autres sources de données ne peuvent être utilisées que si l'une des dérogations prévues à l'article 7, paragraphe 2, s'applique. Dans ce cas, les données utilisées sont les données suivantes les mieux classées, sauf si cela n'est pas techniquement réalisable ou risque d'entraîner des coûts excessifs, ou si une autre source de données présente un niveau d'incertitude associé équivalent ou inférieur. D'autres sources de données peuvent être prises en compte au besoin.

Pour sélectionner les sources de données corroborantes, l'exploitant compare toutes les sources de données disponibles pour le même ensemble de données parmi les sources de données génériques énumérées aux points 4.4 à 4.6 et utilise une source de données disponible autre que la source de données disponible la plus exacte.

Pour sélectionner des sources de données en vue de déterminer toutes les données requises en vertu de l'annexe IV, l'exploitant procède, pour les principaux types d'ensembles de données suivants, comme suit:

- a) pour la détermination des quantités de produits, de combustibles et d'autres matières, l'exploitant tient compte des sources de données génériques et de leur hiérarchie indiquées à la section 4.4 de la présente annexe;
- b) pour la détermination des quantités de flux d'énergie (chaleur mesurable ou non mesurable, électricité), l'exploitant tient compte des sources de données génériques et de leur hiérarchie indiquées à la section 4.5 de la présente annexe;
- c) pour la détermination des caractéristiques des produits, des combustibles et d'autres matières, l'exploitant tient compte des sources de données génériques et de leur hiérarchie indiquées à la section 4.6 de la présente annexe.

Aux fins d'améliorer le plan méthodologique de surveillance, l'exploitant vérifie régulièrement, et au moins une fois par an, si de nouvelles sources de données sont devenues disponibles. Si ces nouvelles sources de données sont jugées plus exactes au regard du classement décrit aux sections 4.4 à 4.6, elles sont appliquées et le plan méthodologique de surveillance est modifié conformément à l'article 9.

4.4. Sélection des sources de données aux fins de la quantification des matières et des combustibles

Les sources de données génériques suivantes sont utilisées aux fins de la sélection des sources de données disponibles les plus exactes pour déterminer les quantités (exprimées en tonnes ou en Nm³) de matières, de combustibles, de gaz résiduels ou de produits qui entrent dans une installation ou une sous-installation quelconque ou qui en sortent:

- a) les méthodes prévues dans le plan de surveillance approuvé en vertu du règlement (UE) n° 601/2012;
- b) pour la détermination directe d'un ensemble de données, les valeurs données par des instruments de mesure soumis à un contrôle métrologique légal national ou par des instruments de mesure conformes aux exigences de la directive n° 2014/31/UE du Parlement européen et du Conseil ⁽¹⁾ ou de la directive n° 2014/32/UE du Parlement européen et du Conseil ⁽²⁾;
- c) pour la détermination directe d'un ensemble de données ne relevant pas du point b), les valeurs données par des instruments de mesure placés sous le contrôle de l'exploitant;
- d) pour la détermination directe d'un ensemble de données ne relevant pas du point b), les valeurs données par des instruments de mesure non placés sous le contrôle de l'exploitant;
- e) pour la détermination indirecte d'un ensemble de données, les valeurs données par des instruments de mesure, à condition qu'une corrélation appropriée entre la mesure effectuée et l'ensemble de données en question soit établie conformément à la section 3.4;
- f) d'autres méthodes, en particulier pour les données historiques ou lorsque aucune autre source de données disponible ne peut être recensée par l'exploitant.

⁽¹⁾ Directive 2014/31/UE du Parlement européen et du Conseil du 26 février 2014 relative à l'harmonisation des législations des États membres concernant la mise à disposition sur le marché des instruments de pesage à fonctionnement non automatique (JO L 96 du 29.3.2014, p. 107).

⁽²⁾ Directive 2014/32/UE du Parlement européen et du Conseil du 26 février 2014 relative à l'harmonisation des législations des États membres concernant la mise à disposition sur le marché d'instruments de mesure (JO L 96 du 29.3.2014, p. 149).

Pour la sélection de sources de données aux fins de l'article 7, paragraphe 1, seules les sources de données visées aux points a) et b) ci-dessus sont réputées les plus exactes, la source de données visée au point a) n'étant utilisée que dans la mesure où elle couvre l'ensemble de données concerné. Les sources de données visées aux points c) à f) sont réputées moins exactes, par ordre d'exactitude décroissant de c) à f).

4.5. Sélection des sources de données aux fins de la quantification des flux d'énergie

Les sources de données génériques suivantes sont utilisées aux fins de la sélection des sources de données disponibles les plus exactes pour déterminer les quantités, exprimées en TJ ou en GWh, de chaleur mesurable ou d'électricité qui entrent dans une installation ou une sous-installation quelconque ou qui en sortent:

- a) pour la détermination directe d'un ensemble de données, les valeurs données par des instruments de mesure soumis à un contrôle métrologique légal national ou par des instruments de mesure conformes aux exigences de la directive n° 2014/31/UE ou de la directive n° 2014/32/UE;
- b) pour la détermination directe d'un ensemble de données ne relevant pas du point a), les valeurs données par des instruments de mesure placés sous le contrôle de l'exploitant;
- c) pour la détermination directe d'un ensemble de données ne relevant pas du point a), les valeurs données par des instruments de mesure non placés sous le contrôle de l'exploitant;
- d) pour la détermination indirecte d'un ensemble de données, les valeurs données par des instruments de mesure, à condition qu'une corrélation appropriée entre la mesure effectuée et l'ensemble de données en question soit établie conformément à la section 3.4 de la présente annexe;
- e) calcul d'une variable représentative aux fins de la détermination des quantités nettes de chaleur mesurable conformément à la méthode 3 de la section 7.2;
- f) d'autres méthodes, en particulier pour les données historiques ou lorsque aucune autre source de données disponible ne peut être recensée par l'exploitant.

Pour la sélection des sources de données aux fins de l'article 7, paragraphe 1, seule la source de données visée au point a) ci-dessus est réputée la plus exacte. Les sources de données visées aux points b) à f) sont réputées moins exactes, par ordre d'exactitude décroissant de b) à f).

Lorsque aucune information n'est disponible pour certains paramètres (comme la température et la quantité de condensats restitués) qui sont nécessaires pour déterminer les flux nets de chaleur mesurable, les dispositions de la section 7 doivent être appliquées. Conformément à la section 7, plusieurs paramètres doivent être déterminés en vue d'établir les quantités annuelles nettes de chaleur mesurable. L'évaluation simplifiée de l'incertitude menée conformément à l'article 7, paragraphe 2, point c), devrait dès lors viser la détermination de la quantité annuelle nette de chaleur aux fins de la sélection des méthodes visées aux points b) à f) dans les cas où il n'est pas fait recours aux sources de données représentant le plus haut degré d'exactitude.

4.6. Sélection des sources de données aux fins de la détermination des propriétés des matières

Les sources de données génériques suivantes sont utilisées aux fins de la sélection des sources de données disponibles les plus exactes pour déterminer des propriétés telles que l'humidité ou la pureté de la substance, la teneur en carbone, le pouvoir calorifique inférieur ou la teneur en biomasse, entre autres, des produits, des matières, des combustibles ou des gaz résiduels entrant ou quittant l'installation ou la sous-installation:

- a) les méthodes de détermination des facteurs de calcul prévues dans le plan de surveillance approuvé en vertu du règlement (UE) n° 601/2012;
- b) les analyses de laboratoire réalisées conformément à la section 6.1 de la présente annexe;
- c) les analyses de laboratoire simplifiées réalisées conformément à la section 6.2 de la présente annexe;
- d) les valeurs constantes fondées sur l'une des sources de données suivantes:
 - les facteurs standard utilisés par l'État membre dans l'inventaire national qu'il soumet au secrétariat de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques;
 - les valeurs de la littérature approuvées par l'autorité compétente, notamment les facteurs standard publiés par l'autorité compétente, qui sont compatibles avec les facteurs visés au tiret précédent mais correspondent à des flux plus spécifiques de combustibles;
 - les valeurs spécifiées et garanties par le fournisseur d'un combustible ou d'une matière, si l'exploitant peut prouver de manière concluante à l'autorité compétente que l'intervalle de confiance à 95 % de la teneur en carbone n'excède pas 1 %;

- e) les valeurs constantes fondées sur l'une des sources de données suivantes:
- les facteurs standard et les facteurs stoechiométriques énumérés à l'annexe VI du règlement (UE) n° 601/2012 ou dans les lignes directrices du groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat (GIEC);
 - les valeurs résultant d'analyses effectuées antérieurement, si l'exploitant peut prouver de manière concluante à l'autorité compétente que ces valeurs sont représentatives des futurs lots du même combustible ou de la même matière;
 - d'autres valeurs fondées sur des preuves scientifiques.

Pour la sélection des sources de données aux fins de l'article 7, paragraphe 1, seules les sources de données visées aux points a) et b) ci-dessus sont réputées les plus exactes, la source de données visée au point a) étant utilisée dans la mesure où elle couvre l'ensemble de données concerné. Les sources de données visées aux points c) à e) sont réputées moins exactes, par ordre d'exactitude décroissant de c) à e).

5. MÉTHODES DE DÉTERMINATION DES QUANTITÉS ANNUELLES DE MATIÈRES ET DE CARBURANTS

Lorsque l'exploitant doit déterminer les quantités annuelles de combustibles ou de matières, y compris les produits relevant de sous-installations avec référentiel de produit, il détermine ces quantités au niveau de l'installation ou pour chaque sous-installation concernée, selon qu'il convient, de l'une des manières suivantes:

- a) par mesurage en continu au niveau du procédé qui consomme ou produit la matière;
- b) par cumul des mesures des quantités livrées ou produites séparément, compte tenu des variations des stocks.

Aux fins du point b), la quantité de combustible ou de matière consommée pendant l'année civile dans l'installation ou la sous-installation est calculée comme la quantité de combustible ou de matière importée pendant l'année civile, diminuée de la quantité de combustible ou de matière exportée, plus la quantité de combustible ou de matière en stock au début de l'année civile, moins la quantité de combustible ou de matière en stock à la fin de l'année civile.

Aux fins du point b), la quantité de produit ou d'une autre matière exportée pendant l'année civile est calculée comme la quantité de produit ou de matière exportée pendant la période de déclaration, diminuée de la quantité importée ou recyclée dans le procédé, moins la quantité de produit ou de matière en stock au début de l'année civile, plus la quantité de produit ou de matière en stock à la fin de l'année civile.

S'il n'est pas techniquement réalisable de déterminer les quantités en stock par une mesure directe, ou si cela risque d'entraîner des coûts excessifs, l'exploitant peut estimer ces quantités de l'une des deux manières suivantes:

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

Lorsqu'il n'est pas techniquement réalisable de déterminer les quantités de produits, de matières ou de combustibles pour la totalité de l'année civile, ou si cela risque d'entraîner des coûts excessifs, l'exploitant peut choisir le jour le plus approprié pour séparer une année de déclaration de l'année de déclaration suivante et reconstituer ainsi l'année civile en question. Les écarts éventuels concernant un ou plusieurs produits, matières ou combustibles sont clairement consignés; ils constituent la base d'une valeur représentative de l'année civile et sont pris en compte de manière cohérente pour l'année suivante.

6. EXIGENCES RELATIVES AUX ANALYSES DE LABORATOIRE ET AUX ÉCHANTILLONNAGES CONNEXES

6.1. Exigences relatives aux analyses de laboratoire

Lorsque l'exploitant doit procéder à des analyses de laboratoire pour déterminer certaines propriétés (humidité, pureté, concentration, teneur en carbone, fraction de la biomasse, pouvoir calorifique inférieur, densité, entre autres) de produits, de matières, de combustibles ou de gaz résiduels, ou pour établir des corrélations entre des paramètres aux fins de la détermination indirecte des données requises, les analyses sont effectuées conformément aux dispositions des articles 32 à 35 du règlement (UE) n° 601/2012, sur la base d'un plan d'échantillonnage approuvé afin de garantir que les échantillons sont représentatifs du lot auxquels ils se rapportent. Si aucune fréquence minimale des analyses n'est prévue à l'annexe VII du règlement (UE) n° 601/2012 pour un produit, une matière ou un combustible donné, l'exploitant soumet à l'autorité compétente, pour approbation, une fréquence des analyses appropriée basée sur les informations disponibles concernant l'hétérogénéité du produit, de la matière ou du combustible en question.

6.2. Exigences simplifiées applicables à certaines analyses de laboratoire

Lorsque l'exploitant prouve de manière concluante à l'autorité compétente que les analyses réalisées conformément à la section 6.1 ne sont pas techniquement réalisables ou risquent d'entraîner des coûts excessifs, il procède aux analyses requises en s'appuyant sur les meilleures pratiques dans le secteur ou utilise des variables représentatives, en association avec une corrélation empirique avec un paramètre plus facilement accessible, déterminées au moins une fois par an conformément à la section 6.1.

7. RÈGLES DE DÉTERMINATION DE LA CHALEUR MESURABLE NETTE

7.1. Principes

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

Les procédés consommateurs de chaleur qui sont nécessaires au fonctionnement du système de production et de distribution de chaleur, tels que le dégazage, la préparation d'eau d'appoint et les purges régulières de vapeur, sont pris en compte dans le rendement du système thermique et ne peuvent donc pas être considérés comme des procédés consommateurs de chaleur ouvrant droit à une allocation.

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

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

7.2. Méthodes de détermination des quantités nettes de chaleur mesurable

Sont prises en compte aux fins de la sélection des sources de données pour la quantification des flux d'énergie, conformément à la section 4.5, les méthodes suivantes de détermination des quantités nettes de chaleur mesurable:

Méthode 1: Recours à des mesures

Selon cette méthode, l'exploitant mesure tous les paramètres pertinents, en particulier la température, la pression et l'état du milieu caloporteur transmis et restitué. Si le milieu caloporteur est de la vapeur d'eau, on entend par «état» son degré de saturation ou de surchauffe. L'exploitant mesure en outre le débit (volumique) du milieu caloporteur. 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.

Le débit massique du milieu caloporteur est calculé comme suit:

$$\dot{m} = \dot{V} / \nu \quad (\text{Équation 3})$$

où \dot{m} représente le débit massique en kg/s, \dot{V} représente le débit volumique en m³/s, et ν représente le volume massique en m³/kg.

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

$$\dot{Q} = (h_{\text{flow}} - h_{\text{return}}) \cdot \dot{m} \quad (\text{Équation 4})$$

où \dot{Q} représente le débit thermique en kJ/s, h_{flow} représente l'enthalpie du flux transmis en kJ/kg, h_{return} représente l'enthalpie du flux de retour en kJ/kg, et \dot{m} représente le débit massique en kg/s.

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

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

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

Pour déterminer le flux thermique annuel net à partir des données susmentionnées, l'exploitant applique – en fonction de l'équipement de mesure et du traitement de données dont il dispose – 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, au moyen de l'équation 4;
- 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: Recours à la documentation

L'exploitant détermine les quantités nettes de chaleur mesurable sur la base de la documentation conformément au point 4.6 de la présente annexe, à condition que les quantités de chaleur indiquées dans cette documentation soient fondées sur des mesures, ou sur des méthodes d'estimation raisonnables conformément au point 3.4 de la présente annexe.

Méthode 3: Calcul d'une valeur représentative sur la base du rendement mesuré

L'exploitant détermine les quantités nettes de chaleur mesurable à partir de l'apport de combustible et du rendement mesuré se rapportant à la production de chaleur:

$$Q = \eta_H \cdot E_{IN} \quad (\text{Équation 5})$$

$$E_{IN} = \sum AD_i \cdot NCV_i \quad (\text{Équation 6})$$

où Q représente la quantité de chaleur exprimée en TJ, η_H représente le rendement mesuré de la production de chaleur, E_{IN} représente l'apport énergétique provenant des combustibles, AD_i représente les données d'activité annuelles (c.-à-d. les quantités consommées) des combustibles i , et NCV_i représente les pouvoirs calorifiques inférieurs des combustibles i .

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

$$L_F = E_{IN}/E_{Max} \quad (\text{Équation 7})$$

où L_F représente le facteur de charge, E_{IN} représente l'apport énergétique déterminé, sur l'année civile, au moyen de l'équation 6, et E_{Max} représente l'apport de combustible maximal, si l'unité de production de chaleur a fonctionné à 100 % de sa charge nominale pendant toute la durée de l'année civile.

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

Méthode 4: Calcul d'une valeur représentative sur la base du rendement de référence

Cette méthode est identique à la méthode 3 mais un rendement de référence de 70 % ($\eta_{Ref,H} = 0,7$) est utilisé dans l'équation 5.

7.3. **Établissement d'une distinction entre la chaleur provenant du chauffage urbain, d'installations couvertes par le SEQE de l'Union européenne et d'installations non couvertes par le SEQE**

Lorsqu'une installation importe de la chaleur mesurable, l'exploitant détermine séparément la quantité de chaleur qui provient d'installations couvertes par le SEQE de l'Union européenne et celle qui est importée en provenance d'entités non couvertes par le SEQE de l'Union européenne. Lorsqu'une installation consomme de la chaleur mesurable exportée d'une sous-installation qui fabrique des produits relevant du référentiel d'acide nitrique, l'exploitant détermine cette quantité de chaleur consommée séparément des autres chaleurs mesurables.

Lorsqu'une installation exporte de la chaleur mesurable, l'exploitant détermine séparément la quantité de chaleur exportée vers des installations couvertes par le SEQE de l'Union européenne et la quantité de chaleur exportée vers des entités non couvertes par le SEQE de l'Union européenne. Il détermine aussi séparément les quantités de chaleur susceptibles de relever du chauffage urbain.

8. **RÈGLES D'ATTRIBUTION DES COMBUSTIBLES ET DES ÉMISSIONS DE LA PRODUCTION COMBINÉE DE CHALEUR ET D'ÉLECTRICITÉ (COGÉNÉRATION) AUX FINS DE LA MISE À JOUR DES VALEURS DES RÉFÉRENTIELS**

La présente section s'applique aux cas où un exploitant doit, pour mettre à jour les valeurs des référentiels, attribuer les intrants, les extrants et les émissions des unités de cogénération à des sous-installations.

Aux fins de la présente section, le terme «cogénération» est utilisé au sens de l'article 2, point 30, de la directive n° 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil ⁽³⁾.

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

$$Em_{CHP} = \sum AD_i \cdot NCV_i \cdot EF_i + Em_{FGC} \quad (\text{Équation 8})$$

où Em_{CHP} représente les émissions annuelles de l'unité de cogénération en t CO₂, AD_i représente les données d'activité annuelles (c.-à-d. les quantités consommées) des combustibles i utilisés pour l'unité de cogénération, en tonnes ou en Nm³, NCV_i représente les pouvoirs calorifiques inférieurs des combustibles i en TJ/t ou en TJ/Nm³, et 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.

L'apport énergétique à l'unité de cogénération est calculé à l'aide de l'équation 6. Les rendements annuels moyens respectifs de la production de chaleur et de la production d'électricité (ou d'énergie mécanique, le cas échéant) sont calculés comme suit:

$$\eta_{heat} = Q_{net}/E_{IN} \quad (\text{Équation 9})$$

$$\eta_{el} = E_{el}/E_{IN} \quad (\text{Équation 10})$$

où η_{heat} (sans dimension) représente le rendement annuel moyen de la production de chaleur, Q_{net} représente la quantité annuelle nette de chaleur produite par l'unité de cogénération, exprimée en TJ et telle que déterminée conformément à la section 7.2, E_{IN} représente l'apport énergétique tel que déterminé à l'aide de l'équation 6, exprimé en TJ, η_{el} (sans dimension) représente le rendement annuel moyen de la production d'électricité, et E_{el} représente la production annuelle nette d'électricité de l'unité de cogénération, exprimée en TJ.

Lorsque l'opérateur prouve de manière concluante à l'autorité compétente que la détermination des rendements η_{heat} et η_{el} n'est pas techniquement réalisable ou risque d'entraîner des coûts excessifs, il est fait appel aux valeurs fondées sur la documentation technique (valeurs de conception) de l'installation. En l'absence de telles valeurs, il convient d'utiliser les valeurs par défaut prudentes $\eta_{heat} = 0,55$ et $\eta_{el} = 0,25$.

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

$$F_{CHP,Heat} = \frac{\eta_{heat}/\eta_{ref,heat}}{\eta_{heat}/\eta_{ref,heat} + \eta_{el}/\eta_{ref,el}} \quad (\text{Équation 11})$$

$$F_{CHP,El} = \frac{\eta_{el}/\eta_{ref,el}}{\eta_{heat}/\eta_{ref,heat} + \eta_{el}/\eta_{ref,el}} \quad (\text{Équation 12})$$

où $F_{CHP,Heat}$ représente le facteur d'attribution de la chaleur et $F_{CHP,El}$ le facteur d'attribution de l'électricité (ou de l'énergie mécanique, le cas échéant), tous deux sans dimension, $\eta_{ref,heat}$ représente le rendement de référence de la production de chaleur dans une chaudière autonome, et $\eta_{ref,el}$ représente le rendement de référence de la production d'électricité hors cogénération. Pour les rendements de référence, l'exploitant applique les valeurs spécifiques par combustible appropriées figurant dans le règlement délégué (UE) 2015/2402 de la Commission ⁽⁴⁾, sans appliquer les facteurs de correction au titre des pertes évitées sur le réseau spécifiés à l'annexe IV de ce règlement.

Aux fins d'attribuer l'apport énergétique ou les émissions de l'unité de cogénération à la production de chaleur et d'électricité (ou d'énergie mécanique, le cas échéant), l'exploitant multiplie l'apport énergétique total ou les émissions totales par le facteur d'attribution de la production de chaleur ou d'électricité, selon le cas.

Le facteur d'émission spécifique de la chaleur mesurable produite par cogénération qui doit être utilisé pour attribuer les émissions liées à la production de chaleur aux sous-installations conformément à la section 10.1.2 est calculé comme suit:

$$EF_{CHP,Heat} = Em_{CHP} \cdot F_{CHP,Heat}/Q_{net} \quad (\text{Équation 13})$$

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.

⁽³⁾ Directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, modifiant les directives 2009/125/CE et 2010/30/UE et abrogeant les directives 2004/8/CE et 2006/32/CE (JO L 315 du 14.11.2012, p. 1).

⁽⁴⁾ Règlement délégué (UE) 2015/2402 de la Commission du 12 octobre 2015 révisant les valeurs harmonisées de rendement de référence pour la production séparée d'électricité et de chaleur en application de la directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil et abrogeant la décision d'exécution 2011/877/UE de la Commission (JO L 333 du 19.12.2015, p. 54).

9. PROCÉDURE DE SUIVI DES CODES PRODCOM DES PRODUITS

Aux fins de l'attribution correcte des données aux sous-installations, l'exploitant tient à jour une liste de tous les produits fabriqués dans l'installation et de leurs codes Prodcod correspondants, établie d'après la NACE Rév. 2. Sur la base de cette liste, l'exploitant:

- attribue les produits et leurs chiffres de production annuels aux sous-installations avec référentiel de produit conformément aux définitions des produits figurant à l'annexe I, selon qu'il convient;
- tient compte de ces informations pour attribuer séparément les intrants, les extrants et les émissions aux sous-installations relevant de secteurs exposés à un risque important de fuite de carbone ou relevant de secteurs non exposés à ce risque, conformément à l'article 10.

À cet effet, l'exploitant établit, consigne, met en œuvre et tient à jour une procédure pour vérifier régulièrement si les produits fabriqués dans l'installation correspondent aux codes Prodcod appliqués lors de l'élaboration du plan méthodologique de surveillance. Cette procédure prévoit en outre des dispositions visant à déterminer si l'installation fabrique un nouveau produit pour la première fois, et à faire en sorte que l'exploitant détermine le code Prodcod applicable au nouveau produit, l'ajoute à la liste des produits et attribue les intrants, les extrants et les émissions correspondants à la sous-installation appropriée.

10. RÈGLES DE DÉTERMINATION DES ÉMISSIONS AU NIVEAU DES SOUS-INSTALLATIONS, AUX FINS DE LA MISE À JOUR DES VALEURS DES RÉFÉRENTIELS

10.1. Émissions au niveau des sous-installations:

Aux fins de l'article 10, l'exploitant attribue les émissions totales de l'installation aux sous-installations en appliquant, selon qu'il convient, les dispositions des sections 3.2 et 10.1.1 à 10.1.5 de la présente annexe.

10.1.1. Attribution directe des flux ou des sources d'émission

1. Les émissions provenant de flux ou de sources d'émission utilisés par une seule sous-installation sont intégralement attribuées à cette sous-installation. Si l'exploitant applique la méthode du bilan massique, les flux sortants sont déduits conformément à l'article 25 du règlement (UE) n° 601/2012. Afin d'éviter tout double comptage, les flux qui sont convertis en gaz résiduaires, à l'exception des gaz résiduaires produits et entièrement consommés au sein de la même sous-installation avec référentiel de produit, ne sont pas attribués selon cette méthode.
2. Les méthodes d'attribution suivantes des émissions s'appliquent uniquement dans les cas où les flux ou les sources d'émission sont utilisés par plus d'une sous-installation:
 - les émissions provenant de flux ou de sources d'émission utilisés pour la production de chaleur mesurable sont attribuées aux sous-installations conformément à la section 10.1.2;
 - lorsque les gaz résiduaires ne sont pas utilisés dans la sous-installation avec référentiel de produit dans laquelle ils sont produits, les émissions dues aux gaz résiduaires sont attribuées conformément à la section 10.1.5;
 - lorsque les quantités de flux imputables aux sous-installations sont déterminées par mesurage avant leur utilisation dans la sous-installation, l'exploitant applique la méthode appropriée conformément à la section 3.2.
 - lorsque les émissions provenant de flux ou de sources d'émission ne peuvent être attribuées suivant d'autres méthodes, elles sont attribuées au moyen des paramètres corrélés, qui ont déjà été attribués aux sous-installations conformément à la section 3.2. L'exploitant attribue à cette fin les quantités de flux et leurs émissions respectives au prorata du ratio dans lequel ces paramètres sont attribués aux sous-installations. Figurent parmi les paramètres appropriés dans ce contexte la masse de produits fabriqués, 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.

10.1.2. Émissions imputables à la chaleur mesurable

Lorsque la sous-installation consomme de la chaleur mesurable produite au sein de l'installation, l'exploitant détermine, selon qu'il convient, les émissions liées à la chaleur à l'aide d'une des méthodes suivantes.

1. Pour la chaleur mesurable produite par la combustion de combustibles dans l'installation, à l'exception de la chaleur produite par cogénération, l'exploitant détermine le facteur d'émission de la combinaison de combustibles concernée et calcule les émissions imputables à la sous-installation, comme suit:

$$Em_{Q_{sub-inst}} = EF_{mix} \cdot Q_{consumed,sub-inst} / \eta \quad (\text{Équation 14})$$

où $Em_{Q,sub-inst}$ représente les émissions de la sous-installation liées à la chaleur, exprimées en t CO₂, EF_{mix} représente le facteur d'émission de la combinaison de combustibles correspondante, exprimé en t CO₂/TJ, y compris les émissions résultant de l'épuration des gaz de combustion, le cas échéant, $Q_{consumed,sub-inst}$ représente la quantité de chaleur mesurable consommée dans la sous-installation, exprimée en TJ, et η représente le rendement du procédé de production de chaleur.

EF_{mix} est calculé comme suit:

$$EF_{mix} = (\sum AD_i \cdot NCV_i \cdot EF_i + Em_{FGC}) / (\sum AD_i \cdot NCV_i) \quad (\text{Équation 15})$$

où AD_i représente les données d'activité annuelles (c.-à-d. les quantités consommées) des combustibles i utilisés pour la production de chaleur mesurable, exprimées en tonnes ou en Nm³, NCV_i représente les pouvoirs calorifiques inférieurs des combustibles i , exprimés en TJ/t ou en TJ/Nm³, et 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.

Lorsqu'un gaz résiduaire fait partie de la combinaison de combustibles utilisée, le facteur d'émission de ce gaz résiduaire est corrigé avant de calculer EF_{mix} conformément à la section 10.1.5, point b), de la présente annexe.

2. En ce qui concerne la chaleur mesurable produite dans des unités de cogénération où les combustibles sont brûlés au sein de l'installation, l'exploitant détermine le facteur d'émission de la combinaison de combustibles concernée et calcule les émissions imputables à la sous-installation, comme suit:

$$Em_{Q,CHP,sub-inst} = EF_{CHP,Heat} \cdot Q_{cons,CHP,sub-inst} \quad (\text{Équation 16})$$

où $Em_{Q,CHP,sub-inst}$ représente les émissions de la sous-installation dues à la chaleur produite par cogénération, exprimées en t CO₂, $EF_{CHP,Heat}$ représente le facteur d'émission de la composante thermique de l'unité de cogénération, tel que déterminé conformément à la section 8 et exprimé en t CO₂/TJ, y compris les émissions résultant de l'épuration des gaz de combustion, le cas échéant, et $Q_{cons,CHP,sub-inst}$ représente la quantité de chaleur mesurable produite par cogénération dans l'installation et consommée dans la sous-installation, exprimée en TJ.

Lorsqu'un gaz résiduaire fait partie de la combinaison de combustibles utilisée dans l'unité de cogénération, le facteur d'émission de ce gaz résiduaire est corrigé avant de calculer $EF_{CHP,Heat}$ conformément à la section 10.1.5, point b).

3. Lorsque de la chaleur mesurable est récupérée à partir de procédés relevant d'une sous-installation avec référentiel de produit, d'une sous-installation avec référentiel de combustibles ou d'une sous-installation avec émissions de procédé, l'exploitant déclare ces quantités de chaleur comme étant transférées entre lesdites sous-installations dans la déclaration relative aux données de référence visée à l'article 4, paragraphe 2, point a).
4. Lorsque de la chaleur mesurable est importée d'autres installations relevant du SEQUE de l'Union européenne ou d'installations ou entités non couvertes par le SEQUE de l'Union européenne, le facteur d'émission se rapportant à la production de cette chaleur est déclaré, s'il est disponible.
5. L'exploitant attribue des émissions nulles à la chaleur mesurable produite à partir d'électricité, mais déclare les quantités correspondantes de chaleur mesurable dans la déclaration relative aux données de référence visée à l'article 4, paragraphe 2, point a).

10.1.3. Attribution des émissions liées à des pertes de chaleur

Pour satisfaire à la condition prévue à l'article 10, paragraphe 5, point c), lorsque des pertes de chaleur mesurable sont déterminées séparément des quantités de chaleur utilisées dans les sous-installations, l'exploitant ajoute les émissions correspondant à la quantité proportionnelle de pertes de chaleur aux émissions de toutes les sous-installations dans lesquelles la chaleur mesurable produite dans l'installation est utilisée, en utilisant les facteurs d'émission déterminés conformément à la section 10.1.2 de la présente annexe.

10.1.4. Attribution des émissions liées à la chaleur non mesurable

Aux fins d'attribuer les émissions dues à l'utilisation de chaleur non mesurable ne relevant pas d'une sous-installation avec référentiel de produit, l'exploitant attribue les flux ou sources d'émission correspondants aux sous-installations conformément au point 10.1.1, en utilisant les facteurs d'émission pertinents. L'exploitant impute à des utilisations de chaleur non mesurable uniquement les combustibles et les flux liés aux émissions de procédé résultant de l'épuration des gaz de combustion.

Lorsqu'un gaz résiduaire fait partie de la combinaison de combustibles utilisée, le facteur d'émission de ce gaz résiduaire est corrigé avant d'imputer ses émissions à l'utilisation de chaleur non mesurable, conformément à la section 10.1.5, point b).

10.1.5. Attribution des émissions liées à la production et à l'utilisation de gaz résiduaires

Les émissions dues aux gaz résiduaires sont réparties en deux catégories, sauf si ces gaz résiduaires sont utilisés dans la même sous-installation avec référentiel de produit que celle où ils sont produits, comme suit:

- a) une quantité d'émissions imputée à la production du gaz résiduaire est attribuée à la sous-installation avec référentiel de produit où ce gaz résiduaire est produit.

Cette quantité est calculée comme suit:

$$Em_{WG} = V_{WG} \cdot NCV_{WG} \cdot (EF_{WG} - EF_{NG} \cdot Corr_{\eta}) \quad (\text{Équation 17})$$

où Em_{WG} représente la quantité d'émissions imputée à la production du gaz résiduaire, V_{WG} représente le volume de gaz résiduaire produit, exprimé en Nm^3 ou en t, NCV_{WG} représente le pouvoir calorifique inférieur du gaz résiduaire, exprimé en TJ/Nm^3 ou en TJ/t , EF_{WG} représente le facteur d'émission du gaz résiduaire, exprimé en $t\ CO_2/TJ$, EF_{NG} représente le facteur d'émission du gaz naturel ($56,1\ t\ CO_2/TJ$), et $Corr_{\eta}$ est un 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 par défaut de ce facteur est égale à 0,667.

- b) Une quantité d'émissions imputée à la consommation du gaz résiduaire est attribuée à la sous-installation avec référentiel de produit, à la sous-installation avec référentiel de chaleur, à la sous-installation de chauffage urbain ou à la sous-installation avec référentiel de combustibles où elle est consommée. Cette quantité est déterminée en multipliant la quantité et le pouvoir calorifique inférieur du gaz résiduaire par la valeur du référentiel de chaleur ou de combustibles, selon le cas.

10.2. Émissions attribuées aux sous-installations

L'exploitant détermine les émissions attribuées à chaque sous-installation, en additionnant:

- a) les émissions se rapportant aux flux pertinents pour la sous-installation, déterminées conformément à la section 10.1.1, selon qu'il convient;
- b) les émissions imputables à la chaleur mesurable consommée dans la sous-installation, déterminées conformément aux sections 10.1.2 et 10.1.3, selon qu'il convient;
- c) les émissions imputables à la chaleur non mesurable consommée dans la sous-installation, déterminées conformément à la section 10.1.4, selon qu'il convient;
- d) les émissions imputables à la production ou à l'utilisation de gaz résiduaires dans la sous-installation, déterminées conformément à la section 10.1.5, selon qu'il convient.

Lorsqu'il effectue ce calcul, l'exploitant veille à éviter toute omission ou double comptage des flux.

L'exploitant détermine également la différence entre les émissions totales de l'installation et la somme des émissions attribuées à chacune des sous-installations pertinentes au niveau de l'installation. S'il y a lieu, l'exploitant recense tous les procédés qui contribuent à cette différence et corrobore la plausibilité de l'attribution en estimant les émissions dues à ces procédés, et notamment aux flux utilisés à des fins de production d'électricité et de mise en torchère, à l'exclusion de la mise en torchère pour des raisons de sécurité.