

# **CHAPITRE 1**

---

## **INTRODUCTION**

## **Auteurs**

Amit Garg (Inde), Kainou Kazunari (Japon) et Tinus Pulles (Pays-Bas),

## Table des matières

1	Introduction	
1.1	Introduction.....	1.5
1.2	Catégories de source.....	1.5
1.3	Approches méthodologiques.....	1.6
1.3.1	Émissions imputables à la combustion de combustibles fossiles.....	1.6
1.3.1.1	Niveaux.....	1.6
1.3.1.2	Choix du Niveau : diagramme décisionnel général.....	1.9
1.3.1.3	Relation avec les autres approches pour l'élaboration des inventaires.....	1.11
1.3.2	Émissions fugitives.....	1.12
1.3.3	Capture et stockage du CO <sub>2</sub> .....	1.12
1.4	Questions relatives à la collecte des données.....	1.12
1.4.1	Données sur les activités.....	1.12
1.4.1.1	Définitions des combustibles.....	1.12
1.4.1.2	Conversion des unités énergétiques.....	1.17
1.4.1.3	Sources de données sur les activités.....	1.18
1.4.1.4	Cohérence des séries temporelles.....	1.22
1.4.2	Facteurs d'émission.....	1.22
1.4.2.1	Facteurs d'émission du CO <sub>2</sub> .....	1.22
1.4.2.2	Autres gaz à effet de serre.....	1.27
1.4.2.3	Gaz à effet de serre indirects.....	1.28
1.5	Incertitudes dans les estimations des inventaires.....	1.28
1.5.1	Général.....	1.28
1.5.2	Incertitudes des données sur les activités.....	1.28
1.5.3	Incertitudes des facteurs d'émission.....	1.29
1.6	AQ/CQ et exhaustivité.....	1.31
1.6.1	Approche de référence.....	1.31
1.6.2	Risques de double comptage entre secteurs.....	1.31
1.6.2.1	Utilisation non énergétiques des combustibles.....	1.31
1.6.2.2	Déchets utilisés comme combustible.....	1.31
1.6.3	Combustion mobile et combustion stationnaire.....	1.32
1.6.4	Frontières nationales.....	1.32
1.6.5	Nouvelles sources.....	1.32
Références	.....	1.36

## Figures

Figure 1.1	Structure des activités et des sources dans le secteur Énergie.....	1.8
Figure 1.2	Diagramme décisionnel généralisé pour l'estimation des émissions imputables à la combustion de carburant .....	1.10
Figure 1.3	Quelques exemples typiques de courbes de distribution de probabilité (CDP) pour les facteurs d'émission de CO <sub>2</sub> efficaces pour la combustion de carburant. ....	1.29

## Tableaux

Tableau 1.1	Définitions des types de combustible utilisés dans les <i>Lignes directrices 2006 du GIEC</i> ....	1.13
Tableau 1.2	Pouvoirs calorifiques inférieurs (PCI) par défaut et limites inférieures et supérieures des intervalles de confiance de 95% .....	1.20
Tableau 1.3	Valeurs par défaut de la teneur en carbone.....	1.24
Tableau 1.4	Facteurs d'émission par défaut du CO <sub>2</sub> pour la combustion .....	1.26

## Encadré

Encadré 1.1	Conversion entre pouvoirs calorifiques bruts et nets.....	1.18
-------------	---	------

# 1 INTRODUCTION

## 1.1 INTRODUCTION

Dans la plupart des économies, les systèmes énergétiques sont principalement menés par la combustion de combustibles fossiles. Lors de la combustion, le carbone et l'hydrogène des combustibles fossiles sont convertis principalement en dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) et en eau (H<sub>2</sub>O), libérant l'énergie chimique du combustible sous forme de chaleur. Cette chaleur est généralement utilisée directement ou utilisée (avec quelques pertes de conversion) pour produire de l'énergie mécanique, souvent pour produire de l'électricité ou pour le transport. Le secteur de l'énergie est généralement le secteur le plus important dans les inventaires des émissions de gaz à effet de serre. Il contribue généralement à plus de 90 pour cent des émissions de CO<sub>2</sub> et 75 pour cent des émissions totales de gaz à effet de serre dans les pays développés. Le CO<sub>2</sub> représente généralement 95 pour cent des émissions du secteur de l'énergie, le méthane et l'oxyde nitreux étant responsable du reste. La combustion stationnaire est généralement responsable d'environ 70 pour cent des émissions de gaz à effet de serre dues au secteur de l'énergie. Environ la moitié de ces émissions sont associées à la combustion dans les industries énergétiques, principalement les centrales électriques et les raffineries. La combustion mobile (route et autre trafic) est à l'origine d'environ un quart des émissions dans le secteur de l'énergie.

## 1.2 CATÉGORIES DE SOURCE.

Le secteur de l'énergie comprend principalement :

- La prospection et l'exploitation des sources d'énergie primaire,
- La conversion des sources d'énergie primaire sous forme d'énergie plus utile dans les raffineries et les centrales électriques
- La transmission et la distribution des combustibles
- L'utilisation des combustibles dans les applications stationnaires et mobiles.

Les émissions sont émises lors de ces activités par combustion ou sous forme d'émissions fugitives, ou s'échappent sans combustion.

Dans le cadre des inventaires, la *combustion de carburant* peut être définie comme *l'oxydation intentionnelle de matières dans un appareil conçu pour fournir de la chaleur ou un travail mécanique à un procédé, ou destinée à un usage en dehors de l'appareil*. Cette définition tend à distinguer la combustion de carburant destinée à une utilisation énergétique distincte et productive de la chaleur libérée par l'utilisation d'hydrocarbures dans les réactions chimiques réalisées dans des procédés industriels, ou par l'utilisation d'hydrocarbures en tant que produits industriels. Les *bonnes pratiques* recommandent de suivre cette définition autant que possible mais, dans certains cas, une délimitation avec le secteur des procédés industriels et utilisation des produits (PIUP) est nécessaire. À cette fin, les principes suivants ont été adoptés :

*Les émissions de combustion imputables aux carburants obtenues directement ou indirectement des intermédiaires pour un procédé PIUP seront normalement attribuées à la partie de la catégorie de source dans laquelle le procédé a lieu. Ces catégories de source sont normalement 2B et 2C. Cependant, si les carburants dérivés sont transférés pour la combustion dans une autre catégorie de source, les émissions doivent être rapportées dans les catégories de source appropriées du secteur Énergie (normalement 1A1 ou 1A2).* Pour des exemples et des détails complémentaires, veuillez vous référer à l'Encadré 1.1 et à la Section 1.3.2 du Chapitre 1 du Volume PIUP.

Lors du calcul du total des émissions imputables aux gaz, la quantité transférée au secteur de l'énergie doit être indiquée en tant qu'élément pour information dans la catégorie de source PIUP et rapportée dans la catégorie de source du secteur de l'énergie pertinent pour éviter un double comptage.

Généralement, seuls quelques pour cent des émissions du secteur de l'énergie sont des *émissions fugitives* dues à l'extraction, la transformation et le transport des porteurs d'énergie primaire. Les fuites de gaz naturel et les émissions de méthane lors de l'extraction du charbon et le brûlage à la torche lors de l'extraction et le raffinage du pétrole/gaz en sont des exemples<sup>1</sup>. Dans certains cas où les pays produisent ou transportent d'importantes quantités de combustibles fossiles, les émissions fugitives peuvent contribuer pour une part beaucoup plus

<sup>1</sup> Veuillez noter que les émissions de combustion dues au transport des porteurs d'énergie à bord d'un navire, par rail et par route sont incluses dans les procédés de combustion mobile.

importante au total national. Les émissions de combustion et fugitives imputables à la production, au traitement et à la manutention du pétrole et du gaz doivent être attribuées en fonction du territoire national des installations, y compris les zones au large des côtes (voir Chapitre 8 - Section 8.2.1 du Vol. 1). Ces zones au large des côtes peuvent être une zone d'intérêt économique conformément à un accord avec d'autres pays.

La Figure 1.1 montre la structure des activités et des *catégories de source* dans le secteur de l'énergie. Cette structure est basée sur les codes de classification et la dénomination tels que définis dans les *Lignes directrices 1996 du GIEC et le Format commun de présentation (CRF)* utilisés par la CCNUCC. Les chapitres techniques du présent volume suivent cette structure des catégories de source.

## 1.3 APPROCHES MÉTHODOLOGIQUES

### 1.3.1 Émissions imputables à la combustion de combustibles fossiles

Trois Niveaux sont présentés dans les *Lignes directrices 2006 du GIEC* pour estimer les émissions imputables à la combustion des combustibles fossiles. Par ailleurs, une approche de référence est proposée. Celle-ci peut être utilisée en tant que contrôle indépendant de l'approche sectorielle et afin de produire une estimation de premier ordre des émissions nationales de gaz à effet de serre si l'organisme chargé de l'inventaire ne dispose que de ressources et de structures de données très limitées.

Les *Lignes directrices 2006* estiment les émissions de carbone selon les espèces qui les émettent. Lors du procédé de combustion, la majeure partie du carbone est émise immédiatement sous forme de CO<sub>2</sub>. Cependant, une partie du carbone est émise comme monoxyde de carbone (CO), méthane (CH<sub>4</sub>) ou composés organiques volatils non méthaniques (COVNM). La plupart du carbone émis sous forme de ces espèces autre que le CO<sub>2</sub> finit par s'oxyder en CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère. Cette quantité peut être estimée à partir des estimations des émissions des gaz autres que le CO<sub>2</sub> (Voir Volume 1, Chapitre 7).

Dans le cas de la combustion de carburant, les émissions de ces gaz autres que le CO<sub>2</sub> contiennent de très petites quantités de carbone par rapport à l'estimation de CO<sub>2</sub> et, au Niveau 1, il est plus correct de baser les estimations de CO<sub>2</sub> sur le carbone total contenu dans le combustible. En effet, alors que le carbone total dans le combustible ne dépend que du combustible, les émissions des gaz autres que le CO<sub>2</sub> dépendent, quant à elles, de nombreux facteurs tels que les technologies, la maintenance, etc. qui, en général, ne sont pas bien connus. À des niveaux plus élevés, la quantité de carbone dans ces gaz autres que le CO<sub>2</sub> peut être prise en compte.

Étant donné que les émissions de CO<sub>2</sub> sont indépendantes de la technologie de combustion alors que les émissions de CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O dépendent fortement de celle-ci, le présent chapitre ne présente que les facteurs d'émission par défaut pour le CO<sub>2</sub> qui s'appliquent à tous les procédés de combustion, stationnaires et mobiles. Les facteurs d'émission par défaut pour les autres gaz sont présentés dans les chapitres ultérieurs du présent volume, étant donné que les technologies de combustion diffèrent largement entre catégories dans le secteur de source « Combustion » et varieront dès lors entre ces sous-secteurs.

#### 1.3.1.1 NIVEAUX

##### NIVEAU 1

La méthode de Niveau 1 se base sur le combustible, étant donné que les émissions imputables à toutes les sources de combustion peuvent être estimées sur base des quantités de combustibles brûlés (généralement obtenues grâce aux statistiques nationales sur l'énergie) et les facteurs d'émission moyens. Des facteurs d'émission de Niveau 1 sont disponibles pour tous les gaz à effet de serre directs pertinents.

La qualité de ces facteurs d'émission varie entre les gaz. Pour le CO<sub>2</sub>, les facteurs d'émission dépendent principalement de la teneur en carbone du combustible. Les conditions de combustion (rendement de la combustion, carbone retenu dans les scories et les cendres, etc.) sont relativement peu importantes. Aussi, les émissions de CO<sub>2</sub> peuvent-elles être estimées assez précisément sur base de la quantité totale de combustibles brûlés et de la teneur moyenne en carbone des combustibles.

Cependant, les facteurs d'émission pour le méthane et l'oxyde nitreux dépendent de la technologie de combustion et des conditions de fonctionnement et varient de manière importante, à la fois entre les installations individuelles de combustion et dans le temps. Étant donné cette variabilité, l'utilisation de facteurs d'émission moyennés pour ces gaz, qui doivent expliquer une large variabilité dans les conditions technologiques, introduira des incertitudes relativement importantes.

## NIVEAU 2

Dans la méthode de Niveau 2 pour l'énergie, les émissions imputables à la combustion sont estimées sur base de statistiques similaires sur les combustibles, telles que celles utilisées pour la méthode de Niveau 1, mais les facteurs d'émission spécifiques au pays sont utilisés au lieu des facteurs d'émission par défaut du Niveau 1. Les facteurs d'émission spécifiques au pays disponibles pouvant varier pour différents combustibles spécifiques, les technologies de combustion ou même les usines individuelles, les données sur les activités peuvent être désagrégées davantage afin de refléter de manière exacte de telles sources désagrégées.

Si ces facteurs d'émission spécifiques au pays sont effectivement dérivés des données détaillées sur les teneurs en carbone des différents lots de combustibles utilisés ou des informations plus détaillées sur les technologies de combustion utilisées dans le pays, les incertitudes liées aux estimations doivent diminuer et les tendances dans le temps peuvent être mieux estimées. Si un organisme chargé de l'inventaire a bien documenté les mesures de la quantité de carbone émise dans les gaz autres que le CO<sub>2</sub> ou autrement non oxydés, elles peuvent être prises en compte à ce niveau dans les facteurs d'émission spécifiques au pays. Les *bonnes pratiques* recommandent de documenter la procédure utilisée dans ce cas.

## NIVEAU 3

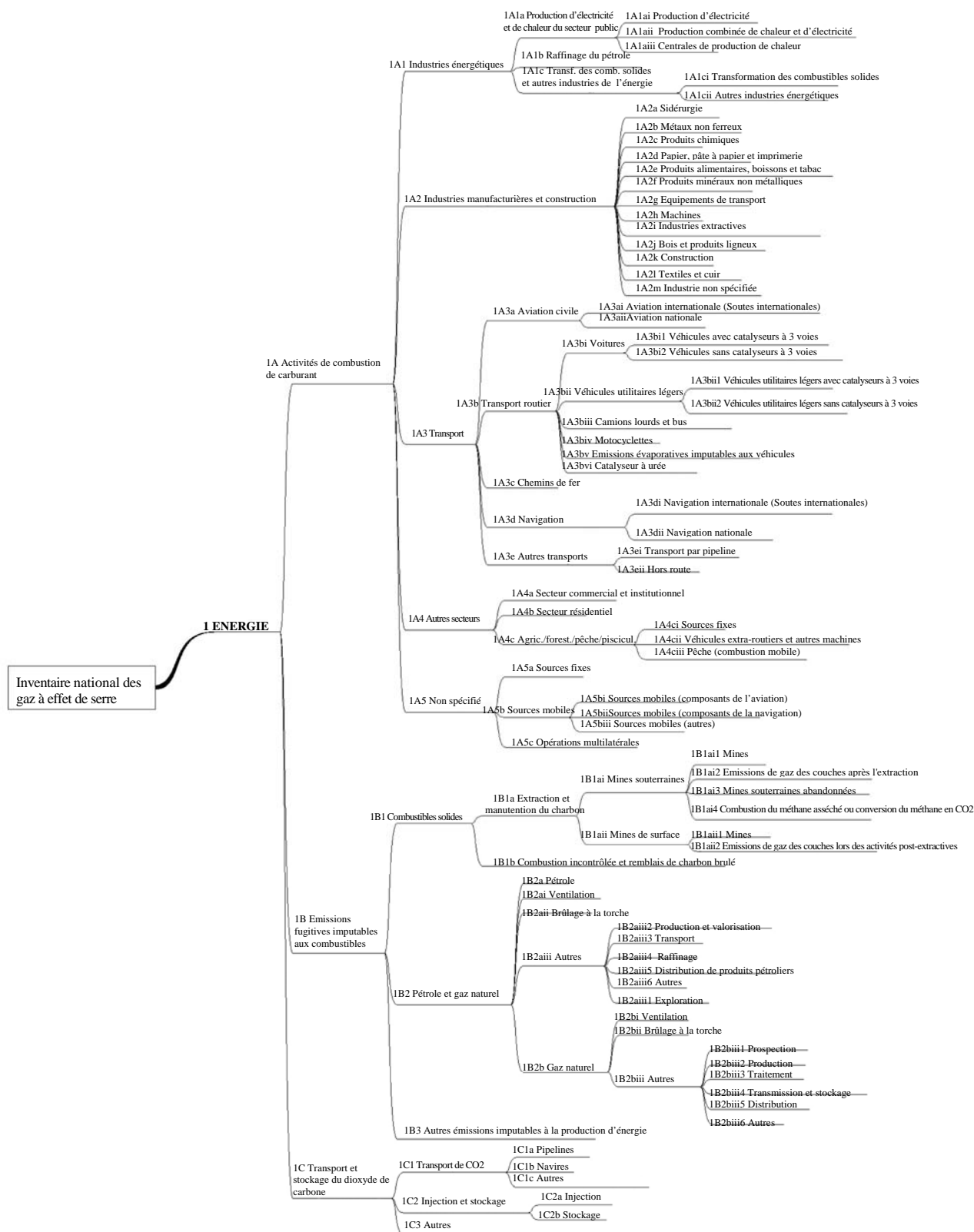
Dans les méthodes de Niveau 3 pour l'énergie, des modèles d'émission détaillés, des mesures et des données détaillées au niveau de l'usine individuelle sont utilisés, le cas échéant. Lorsqu'ils sont appliqués de manière appropriée, ces modèles et ces mesures doivent donner de meilleures estimations principalement pour les gaz à effet de serre autres que le CO<sub>2</sub>, bien que cela soit au coût d'informations plus détaillées et d'effort plus conséquents.

Le contrôle continu des émissions de gaz de cheminée ne se justifie généralement pas pour mesurer de manière exacte les émissions de CO<sub>2</sub> uniquement (étant donné le coût comparativement élevé) mais peut s'envisager, en particulier lorsque des contrôles sont mis en place pour mesurer d'autres polluants comme le SO<sub>2</sub> ou le NO<sub>x</sub>. Le contrôle continu des émissions est particulièrement utile pour la combustion des combustibles solides pour lesquels il est plus difficile de mesurer les taux de débit, lorsque les combustibles sont très variables, ou lorsque l'analyse des combustibles s'avère sans cela très onéreuse. Des mesures directes du débit du combustible, en particulier pour les combustibles gazeux ou liquides, en utilisant des appareils de mesure du débit du combustible fiables peuvent améliorer l'exactitude des calculs des émissions de CO<sub>2</sub> pour les secteurs utilisant ces appareils de mesure. Lorsqu'on envisage d'utiliser des données de mesure, les *bonnes pratiques* recommandent d'évaluer la représentativité de l'échantillon et la pertinence de la méthode de mesure. Les meilleures méthodes de mesure sont celles qui ont été développées par des organisations de normalisation officielles et testées sur le terrain afin de déterminer leurs caractéristiques de fonctionnement. Pour plus d'informations sur l'utilisation de données mesurées, veuillez vous référer au Chapitre 2 du Volume 1, *Approches à la collecte des données*.

Il convient de noter que d'autres types d'incertitudes apparaissent suite à l'utilisation de tels modèles. C'est pourquoi les mesures doivent être bien validées, ce qui inclut une comparaison de la consommation de combustible calculée avec les statistiques énergétiques, et des évaluations approfondies de leurs incertitudes et erreurs systématiques, tel que décrit au Chapitre 6 du Volume 1.

Si un organisme chargé de l'inventaire a bien documenté les mesures de la quantité de carbone émise dans les gaz autres que le CO<sub>2</sub> ou autrement non oxydés, elles peuvent être prises en compte dans ce niveau dans les facteurs d'émission spécifiques au pays. Les *bonnes pratiques* recommandent de documenter la procédure utilisée dans ce cas. Si les estimations des émissions sont basées sur des mesures, alors elles incluront déjà les émissions directes de CO<sub>2</sub> uniquement.

Figure 1.1 Structure des activités et des sources dans le secteur Énergie





### 1.3.1.2 CHOIX DU NIVEAU : DIAGRAMME DECISIONNEL GENERAL

Pour chaque catégorie de source et gaz à effet de serre, l'organisme chargé de l'inventaire peut appliquer différentes méthodes, comme décrit dans les Niveaux pour les catégories de source et les gaz. L'organisme chargé de l'inventaire peut utiliser différents niveaux pour différentes catégories de source, selon l'importance de la catégorie de source dans le total national (Voir *catégories de source clés* au Chapitre 4 du Volume 1), ainsi que de la disponibilité des ressources en termes de temps, de nombre, de modèles sophistiqués et de budget. Afin de réaliser une analyse des *catégories de source clés*, des données sur l'importance relative de chaque catégorie de source déjà calculées sont nécessaires. Ces informations peuvent provenir d'un inventaire antérieur, et mises à jour si nécessaire.

La Figure 1.2 présente un diagramme décisionnel généralisé pour choisir les niveaux pour la combustion de carburant. Ce diagramme décisionnel s'applique généralement à chacune des activités de combustion de carburant et à chaque gaz.

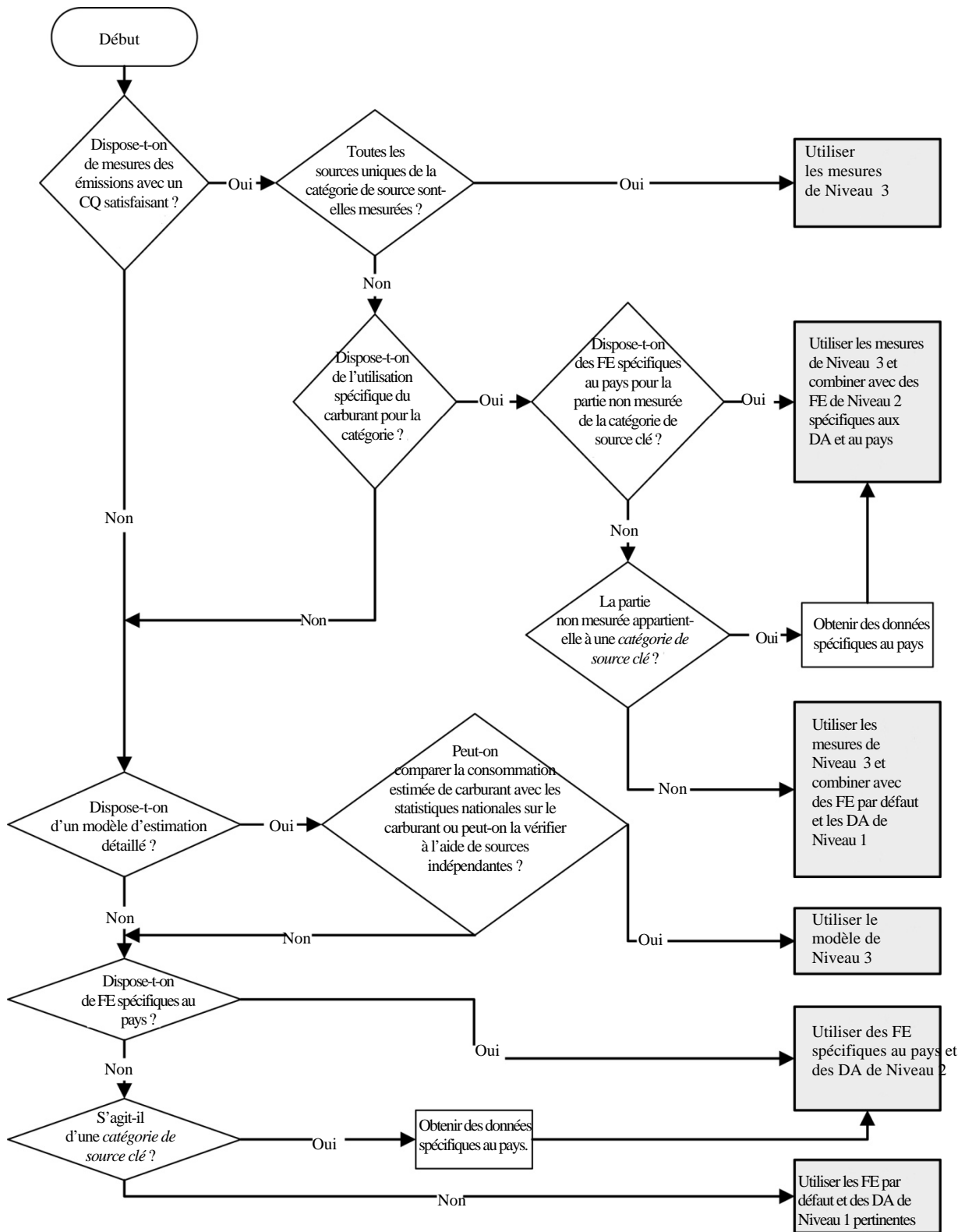
Les mesures auxquelles il est fait référence dans ce diagramme décisionnel doivent être considérées comme des mesures continues. Les mesures continues deviennent plus largement disponibles, ce qui est en partie dû à des pressions réglementaires et au système d'échange des droits d'émission. Le diagramme décisionnel permet d'utiliser les mesures des émissions disponibles (Niveau 3) en combinaison avec des estimations de Niveau 2 ou de Niveau 1 pour la même activité. Les mesures ne seront normalement disponibles que pour les importantes sources industrielles et donc uniquement pour la combustion stationnaire.

Pour le CO<sub>2</sub>, en particulier pour les combustibles gazeux et liquides, de telles mesures doivent, dans la plupart des cas, être préférablement utilisées pour déterminer la teneur en carbone du combustible avant la combustion, alors que pour d'autres gaz des mesures des gaz d'échappement peuvent être utilisées.

Pour certains combustibles solides non homogènes, des mesures des gaz d'échappement peuvent donner des données sur les émissions plus précises.

L'utilisation d'une méthode spécifique à la technologie de Niveau 2 ou de Niveau 3 pour l'estimation des émissions de N<sub>2</sub>O et de CH<sub>4</sub> s'avérera généralement beaucoup plus intéressante, en particulier pour le transport routier. Cependant, pour le CO<sub>2</sub> en général, une méthode de Niveau 1 basée sur le carbone du combustible et la quantité de combustible utilisée sera généralement suffisante. Cela signifie que le diagramme décisionnel généralisé peut résulter en diverses approches pour différents gaz pour la même catégorie de source. Étant donné que les modèles des émissions et les méthodes spécifiques à la technologie pour le transport routier peuvent être basés sur les véhicules-kilomètres parcourus plutôt que par la quantité de carburant utilisée, les *bonnes pratiques* recommandent de montrer que les données sur les activités appliquées dans de tels modèles et dans les méthodes de niveau supérieur sont cohérentes avec les données sur les ventes de combustible. Ces données sur les ventes de combustible seront probablement utilisées pour estimer les émissions de CO<sub>2</sub> imputables au transport routier. Le diagramme décisionnel permet à l'organisme chargé de l'inventaire d'utiliser des modèles sophistiqués en combinaison avec toute autre méthodologie de tout autre niveau, y compris des mesures, pour autant que le modèle soit cohérent avec les statistiques sur la combustion de carburant. En cas de divergence entre les ventes de combustible et les véhicules-kilomètres parcourus, les données sur les activités utilisées dans la méthode spécifique à la technologie doivent être ajustées pour correspondre aux statistiques sur les ventes de combustible, à moins qu'il ne puisse être montré que ces mêmes statistiques sont inexactes.

**Figure 1.2 Diagramme décisionnel généralisé pour l'estimation des émissions imputables à la combustion de carburant**



Note : Voir le Chapitre 4 du Volume 1, « Choix méthodologique et catégories de source clés » (dont la Section 4.1.2 sur les ressources limitées) pour des informations sur les *catégories de source clés* et l'utilisation des diagrammes décisionnels.

### 1.3.1.3 RELATION AVEC LES AUTRES APPROCHES POUR L'ÉLABORATION DES INVENTAIRES

Les *Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux des gaz à effet de serre* ont été spécialement conçues pour les pays préparant et établissant les inventaires des gaz à effet de serre. Certains pays peuvent également devoir soumettre des inventaires des émissions de divers gaz du secteur de l'énergie à la Convention sur la pollution atmosphérique transfrontalière à longue distance de la Commission économique pour l'Europe des Nations unies (CEENU)<sup>2</sup>. La CEENU a adopté le Guide commun EMEP (Programme concerté de surveillance continue et d'évaluation du transport à longue distance des polluants atmosphériques en Europe)/Corinair des inventaires des émissions<sup>3</sup> pour la présentation de l'inventaire.

Les pays qui sont Parties aux différentes Conventions doivent utiliser les procédures appropriées relatives à l'établissement des rapports lorsqu'ils présentent un rapport à une Convention spécifique. L'approche du GIEC est conforme aux besoins de la CCNUCC relatifs au calcul des totaux nationaux (sans autre résolution spatiale) et à l'identification des secteurs dans lesquels les émissions se produisent, alors que l'approche EMEP/CORINAIR est basée sur la technologie et prévoit une attribution spatiale des émissions (sources ponctuelles et diffuses).

Les deux systèmes suivent les mêmes principes de base :

- Couverture complète des émissions anthropiques (CORINAIR considère également les émissions naturelles) ;
- Totaux annuels des émissions nationales par catégorie de source ;
- Distinction claire entre émissions liées ou non à l'énergie ;
- Transparence et documentation complète permettant la vérification détaillée des données sur les activités et facteurs d'émission.

Des progrès considérables ont été réalisés en matière d'harmonisation des approches du GIEC et EMEP/CORINAIR. La Convention sur la pollution atmosphérique transfrontalière à longue distance (CPATLP) de la CEENU permet à présent une distinction entre les catégories de source entièrement compatible avec la distinction de la CCNUCC telle que définie dans le Cadre commun de présentation (CRF). Des différences existent seulement quant au niveau d'agrégation pour certaines sources spécifiques. De telles différences n'existent que pour les catégories de source liées au transport dans le secteur de l'énergie, où la CPATLP de la CEENU exige plus de détails sur les émissions imputables au transport routier.

Le programme CORINAIR a davantage développé son approche pour inclure des secteurs et des sous-divisions supplémentaires afin qu'un inventaire CORINAIR complet, incluant les estimations des émissions, puisse être utilisé pour produire des rapports à la fois dans les formats de présentation des rapports de la CCNUCC/GIEC et du EMEP/CORINAIR pour soumission à leurs Conventions respectives. Des ajustements mineurs basés sur des connaissances locales supplémentaires peuvent être nécessaires pour préparer de tels rapports pour soumission.

Une différence importante qui demeure entre les approches est l'attribution spatiale des émissions liées au transport routier : alors que CORINAIR, avec en vue les entrées requises des modèles de dispersion atmosphérique, applique le principe de la territorialité (l'attribution des émissions se fait en fonction de la consommation de combustible), les *Lignes directrices 2006* se basent sur ce qui est généralement la donnée la plus exacte : les ventes de combustible (celles-ci sont généralement plus exactes que les véhicules-kilomètres). Dans le contexte des présentes Lignes directrices du GIEC, les pays qui présentent une importante disparité entre les émissions calculées sur base des ventes de combustible et sur base de la consommation de combustible ont la possibilité d'estimer la consommation réelle et de présenter les émissions imputables à la consommation et au commerce séparément en utilisant les méthodes de niveau supérieur approprié. Les totaux nationaux doivent être cohérents avec les ventes de combustible.

Les deux approches étant à présent généralement bien en harmonie, les *Lignes directrices 2006* se concentreront sur les émissions de gaz à effet de serre directs, CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O avec quelques recommandations quant aux COVNM lorsque ceux-ci sont étroitement liés aux gaz à effet de serre directs (utilisation non-énergétique des combustibles, entrée de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère due à l'oxydation des COVNM). Les utilisateurs sont invités à se

<sup>2</sup> Il y a 49 Parties à la Convention sur la pollution atmosphérique transfrontalière à longue distance de la CEENU, y compris les États-Unis, le Canada, la plupart des pays d'Europe dont la Russie, l'Arménie et la Géorgie, ainsi que certains pays d'Asie centrale tels que le Kazakhstan et le Kirghizstan.

<sup>3</sup> Voir [EEE 2005](#).

référer au guide EMEP/CORINAIR des inventaires des émissions pour les méthodes d'estimation des émissions pour les gaz à effet de serre indirects et les autres polluants atmosphériques.

### 1.3.2 Émissions fugitives

Le présent volume donne des méthodologies pour estimer les émissions fugitives de CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O. Les méthodologies pour estimer les émissions fugitives imputables au secteur de l'énergie sont très différentes de celles utilisées pour la combustion des combustibles fossiles. Les émissions fugitives tendent à être diffuses et peuvent être difficiles à contrôler directement. Par ailleurs, les méthodes sont assez spécifiques au type d'émission libéré. Par exemple, les méthodes pour les mines de charbon sont liées aux caractéristiques géologiques des veines de charbon, alors que les méthodes pour les fuites fugitives imputables aux installations de pétrole et de gaz sont liées à des types communs d'équipement.

Des émissions anthropiques peuvent être associées à l'utilisation de la puissance géothermique. À ce stade, on ne dispose d'aucune méthodologie pour estimer ces émissions. Cependant, si elles peuvent être mesurées, elles doivent être rapportées dans la catégorie 1.B.3 « Autres émissions imputables à la production d'énergie ».

### 1.3.3 Capture et stockage du CO<sub>2</sub>

Conformément au troisième rapport d'évaluation du GIEC, il faudrait, au cours du 21<sup>e</sup> siècle, capturer d'importantes quantités d'émissions de CO<sub>2</sub> pour obtenir une stabilisation des concentrations atmosphériques de gaz à effet de serre. La capture et le stockage (CSC) du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) seront une des mesures possibles à mettre en œuvre pour stabiliser les concentrations de gaz à effet de serre malgré l'utilisation continue des combustibles fossiles. Le Chapitre 5 du présent volume présente un aperçu du système CSC et donne des méthodes d'estimation des émissions pour la capture, le transport, l'injection et le stockage souterrain du CO<sub>2</sub>. Les *bonnes pratiques* recommandent à l'organisme chargé de l'inventaire de garantir que le système CSC est utilisé de manière complète et cohérente dans tout le secteur de l'énergie.

## 1.4 QUESTIONS RELATIVES A LA COLLECTE DES DONNÉES

### 1.4.1 Données sur les activités

Dans le secteur de l'énergie, les données sur les activités sont généralement les quantités de combustibles brûlés. De telles données suffisent pour mener à bien une analyse de Niveau 1. Dans les approches de niveau supérieur, des données supplémentaires sont nécessaires sur les caractéristiques des combustibles et les technologies de combustion utilisées.

Afin de garantir la transparence et la comparabilité, il faut utiliser un modèle cohérent de classification des types de combustible. Cette section présente :

1. es définitions des différents combustibles
2. Les unités dans lesquelles exprimer les données sur les activités
3. Des recommandations relatives aux sources possibles de données sur les activités
4. Des recommandations sur la cohérence des séries temporelles

Une explication claire est donnée sur les statistiques et les bilans énergétiques dans le « Manuel de statistiques de l'énergie » de l'Agence internationale de l'énergie (AIE)<sup>4</sup>.

#### 1.4.1.1 DEFINITIONS DES COMBUSTIBLES

Des dénominations et définitions communes des combustibles sont nécessaires aux pays pour décrire les émissions imputables aux activités de combustion de carburant de manière cohérente. Une liste des types de combustible basée principalement sur les définitions de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) est donnée ci-dessous. Ces définitions sont utilisées dans les *Lignes directrices 2006 du GIEC*.

---

<sup>4</sup> OECD/IEA Energy Statistics Manual (2004), OECD/IEA, Paris. Cette publication peut être téléchargée gratuitement sur le site [www.iea.org](http://www.iea.org).

<b>TABLEAU 1.1</b>		
<b>DEFINITIONS DES TYPES DE COMBUSTIBLE UTILISES DANS LES LIGNES DIRECTRICES 2006 DU GIEC</b>		
<b>Dénomination française</b>	<b>Observations</b>	
<b>COMBUSTIBLES LIQUIDES (Pétrole brut et produits pétroliers)</b>		
Pétrole brut	Le pétrole brut est une huile minérale constituée d'un mélange d'hydrocarbures d'origine naturelle, de couleur jaune à noire, de densité et de viscosité variable. Il comprend également des condensats de concession (liquides séparateurs) récupérés des hydrocarbures gazeux dans les installations de séparation de concession.	
Orimulsion	Substance semblable au brai qui arrive naturellement au Venezuela. Il peut être brûlé directement ou raffiné en produits pétroliers légers.	
Liquides de gaz naturel (LGN)	Les LGN sont les liquides ou les hydrocarbures liquéfiés produits lors de la fabrication, la purification et la stabilisation du gaz naturel. Il s'agit de ces portions du gaz naturel qui sont récupérées à l'état liquide dans les séparateurs, les installations sur le terrain ou les installations de traitement de gaz. Sont inclus dans les LGN, l'éthane, le propane, le butane, le pentane, l'essence naturelle et les condensats. Ils peuvent également contenir, en petites quantités, des produits autres que les hydrocarbures.	
Essence	Essence automobile	Il s'agit d'une huile légère d'hydrocarbure utilisée dans les moteurs à combustion interne tels que les véhicules automobiles, à l'exception des moteurs d'aéronefs. L'essence moteur est distillée entre 35°C et 215°C et est utilisée comme combustible pour les moteurs à allumage commandé à terre. L'essence moteur peut inclure des additifs, des oxygénats et des amplificateurs d'octane, y compris des composés de plomb tels que le TEL (plomb tétraéthyle) et le TML (plomb tétraméthyle).
	Essence aviation	L'essence aviation est une essence automobile spécifique utilisée dans les moteurs d'avion à pistons. Elle a un très haut indice d'octane qui convient à ce type de moteur, un point de congélation de -60°C, et son intervalle de distillation est généralement entre les limites de 30°C et 180°C.
	Essence pour carburateur	Cette catégorie comprend tous les hydrocarbures légers utilisés dans les turbomoteurs pour avion. Ils distillent entre 100°C et 250°C et sont obtenus par mélange de kérosène et d'essence ou de naphas de sorte que la teneur en composés aromatiques soit égale ou inférieure à 25% en volume, et la tension de vapeur se situe entre 13,7 kPa et 20,6 kPa. Des additifs peuvent être ajoutés pour améliorer la stabilité et la combustibilité des combustibles.
Kérosène pour carburateur	C'est un distillat moyen utilisé dans les turbomoteurs pour avion. Il répond aux mêmes caractéristiques de distillation (entre 150°C et 300°C mais en général pas au-delà de 250°C) et présente le même point d'éclair que le kérosène. Par ailleurs, il répond à certaines spécifications particulières (concernant par exemple le point de congélation) fixées par l'Association du transport aérien international (IATA).	
Autres kérosènes	Le kérosène se compose d'un distillat de pétrole raffiné avec une volatilité intermédiaire entre l'essence et le gasoil/diesel. Il s'agit d'une huile moyenne distillant entre 150°C et 300°C.	
Huile de schiste	Une huile minérale extraite des schistes bitumineux.	
Gasoil / Diesel	Le gasoil/diesel inclut des gasoils lourds. Les gasoils sont obtenus à partir de la fraction inférieure de la distillation atmosphérique du pétrole brut, alors que les gasoils lourds sont obtenus par redistillation sous vide des résidus de la distillation atmosphérique. Le gasoil/diesel distille entre 180°C et 380°C. Différents grades sont disponibles selon l'utilisation : diesel pour moteur diesel à allumage par compression (automobiles, poids-lourds, engins marins, etc.), mazout domestique léger pour usage industriel et commercial, et autres gasoils y compris les gasoils lourds distillant entre 380°C et 540°C utilisés comme intermédiaires pétrochimiques.	
Fiouls résiduels	Il s'agit des huiles qui constituent les résidus de la distillation. Ils comprennent tous les fiouls résiduels, y compris ceux obtenus par mélange, dont la viscosité cinématique est supérieure à 0,1 cm <sup>2</sup> (10 cSt) à 80°C. Le point d'éclair est toujours supérieur à 50°C et la densité toujours supérieure à 0,90 kg/l.	
Gaz de pétrole liquéfiés	Il s'agit de la fraction d'hydrocarbures légers de la série des paraffines, issus des procédés de raffinage, des usines de stabilisation du pétrole brut et des usines de traitement du gaz naturel constitué de propane (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> ) et de butane (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> ) ou d'une combinaison des deux. Ils sont normalement liquéfiés sous pression pour le transport et le stockage.	

<b>TABLEAU 1.1 (SUITE)</b>		
<b>DEFINITIONS DES TYPES DE COMBUSTIBLE UTILISÉS DANS LES LIGNES DIRECTRICES 2006 DU GIEC</b>		
<b>Dénomination française</b>	<b>Observations</b>	
<b>COMBUSTIBLES LIQUIDES (Pétrole brut et produits pétroliers)</b>		
Éthane	L'éthane est un hydrocarbure à chaîne droite naturellement gazeux (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> ). Il s'agit d'un gaz paraffinique incolore extrait des courants de gaz naturel et de gaz de raffinerie.	
Naphta	Le naphta est un intermédiaire destiné, soit à l'industrie pétrochimique (par exemple pour la fabrication d'éthylène ou la production de composés aromatiques), soit à la production d'essence en raffinerie par reformage ou isomérisation. Le naphta correspond aux fractions distillant entre 30°C et 210°C ou sur une partie de cette plage de température.	
Bitume	Le bitume est un hydrocarbure solide, semi-solide ou visqueux avec une structure colloïdale, de couleur brune à noire, produit naturellement ou obtenu comme résidu lors de la distillation du pétrole brut, par distillation sous vide des résidus de pétrole provenant de la distillation atmosphérique. Le bitume est souvent appelé asphalte et est principalement utilisé pour le revêtement des routes et les toitures. Cette catégorie inclut le bitume fluidifié/cut-back.	
Lubrifiants	Les lubrifiants sont des hydrocarbures produits à partir de distillat ou de résidus. Ils sont principalement utilisés pour réduire les frottements entre surfaces mobiles en contact. Cette catégorie recouvre toutes les huiles lubrifiantes finies, depuis l'huile à broche jusqu'à l'huile pour cylindre, ainsi que celles utilisées dans les graisses, y compris les huiles de moteur et toutes les huiles lubrifiantes de base.	
Coke de pétrole	Il s'agit d'un résidu solide noir, obtenu principalement par craquage et carbonisation des intermédiaires dérivés du pétrole, des fonds sous vide, du brai et des goudrons dans des procédés tels que la cokéfaction différée ou la cokéfaction fluide. Il est essentiellement constitué de carbone (90 à 95 pour cent) et brûle généralement sans laisser de cendres. Il est utilisé comme intermédiaire dans les fours à coke dans l'industrie sidérurgique, pour le chauffage, pour la fabrication d'électrodes et la production d'agents chimiques. Les deux qualités principales sont le « coke vert » et le « coke calciné ». Cette catégorie inclut également le « coke catalytique » déposé sur le catalyseur durant les procédés de raffinage : Ce coke ne peut pas être récupéré et est généralement utilisé comme combustible dans le procédé de raffinage.	
Intermédiaires des raffineries	L'intermédiaire des raffineries est un produit (ou une combinaison de produits) dérivé du pétrole brut et destiné à subir un traitement ultérieur autre qu'un mélange dans l'industrie du raffinage. Il est transformé en un ou plusieurs constituants et/ou produits finis. Cette définition recouvre également les produits finis importés pour l'approvisionnement des raffineries et ceux renvoyés par l'industrie pétrochimique aux raffineries.	
Autres types de pétrole	Gaz de raffinerie	Il s'agit des gaz non condensables obtenus dans les raffineries lors de la distillation du pétrole brut ou du traitement des produits pétroliers (par craquage, par exemple), essentiellement l'hydrogène, le méthane, l'éthane et les oléfines. Cette catégorie comprend également les gaz renvoyés par l'industrie pétrochimique.
	Cires	Hydrocarbures aliphatiques saturés (dont la formule générale est C <sub>n</sub> H <sub>2n+2</sub> ). Ces cires sont des résidus extraits lors du déparaffinage des huiles lubrifiantes. Elles ont une structure cristalline avec un indice carbone supérieur à 12. Leurs principales caractéristiques sont les suivantes : elles sont incolores, inodores et translucides, avec un point de fusion supérieur à 45°C.
	White-spirit et SBP	Le white-spirit et le SBP sont des intermédiaires raffinés de la distillation avec une distillation entre celle du naphta et du kérosène. Ils sont sous-divisés en : i) Essence industrielle (SBP) : Huiles légères distillant entre 30°C et 200°C, avec une différence de température entre les points de distillation en volume 5 % et 90 %, y compris les pertes, sont égaux ou inférieurs à 60°C. En d'autres mots, le SBP est une huile légère avec une coupe plus étroite que l'essence automobile. On distingue 7 ou 8 qualités d'essences industrielles, selon la position de la coupe dans l'intervalle de distillation défini ci-dessus. ii) White-spirit : Essence industrielle dont le point d'éclair est supérieur à 30°C. L'intervalle de distillation du white-spirit est compris entre 135°C et 200°C.
	Autres produits pétroliers	Sont compris dans cette catégorie les produits pétroliers non classés ci-dessus, par exemple : le goudron, le soufre et la graisse. Cette catégorie comprend également les composés aromatiques (par exemple BTX ou benzène, toluène et xylènes) et les oléfines (par exemple propylène) produits dans les raffineries.

<b>TABLEAU 1.1 (SUITE)</b>		
<b>DEFINITIONS DES TYPES DE COMBUSTIBLE UTILISES DANS LES LIGNES DIRECTRICES 2006 DU GIEC</b>		
<b>Dénomination française</b>	<b>Observations</b>	
<b>COMBUSTIBLES SOLIDES (Charbon et produits du charbon)</b>		
Anthracite	Charbon de rang élevé utilisé pour des applications industrielles et résidentielles. Il présente généralement une teneur en matières volatiles inférieure à 10 % et une forte teneur en carbone (environ 90 % de carbone fixe). Son pouvoir calorifique supérieur dépasse 23 865 kJ/kg (5 700 kcal/kg), valeur mesurée pour un combustible humide mais exempt de cendres.	
Charbon à coke	Charbon bitumeux d'une qualité permettant la production d'un coke susceptible d'être utilisé dans les hauts-fourneaux. Son pouvoir calorifique supérieur dépasse 23 865 kJ/kg (5 700 kcal/kg), valeur mesurée pour un combustible humide mais exempt de cendres.	
Autres charbons bitumineux	Charbon utilisé pour la production de vapeur, comprenant tous les charbons bitumineux n'entrant pas dans la catégorie du charbon à coke. Il se caractérise par une teneur en matières volatiles plus élevée que l'anthracite (plus de 10 %) et une teneur en carbone plus faible (moins de 90 % de carbone fixe). Son pouvoir calorifique supérieur dépasse 23 865 kJ/kg (5 700 kcal/kg), valeur mesurée pour un combustible humide mais exempt de cendres.	
Charbon sous-bitumineux	Charbons non agglutinants d'un pouvoir calorifique supérieur compris entre 17 435 kJ/kg (4 165 kcal/kg) et 23 865 kJ/kg (5 700 kcal/kg), contenant plus de 31 % de matières volatiles pour un produit sec exempt de matières minérales.	
Lignite	Charbon (charbon brun) non agglutinant dont le pouvoir calorifique sup. est inférieur à 17 435 kJ/kg (4 165 kcal/kg) et qui contient plus de 31 % de matières volatiles pour un produit sec exempt de matières minérales.	
Schistes bitumineux et sables asphaltiques	Roches inorganiques non poreuses contenant diverses quantités de matières organiques solides produisant des hydrocarbures, ainsi que divers produits solides, quand ils sont soumis à la pyrolyse (traitement qui consiste à chauffer les roches à une température élevée). Les sables asphaltiques font référence au sable (ou aux roches carbonatées poreuses) qui est naturellement mélangé à une forme visqueuse de pétrole brut lourd parfois appelée bitume. En raison de sa viscosité élevée, cette huile ne peut être récupérée avec des méthodes de récupération traditionnelle.	
Briquettes de lignite	Combustibles de composition fabriqués à partir de lignite/charbon brun, par moulage en forme de briquettes sous haute pression. Comprend les fines de lignite séché et le poussier de lignite.	
Agglomérés	Combustible de composition composé de fines de charbon avec adjonction d'un liant. La quantité d'agglomérés fabriquée peut par conséquent être légèrement supérieure à la quantité de charbon effectivement consommée dans le procédé de transformation.	
Coke	Coke de four à coke et coke de lignite	Produit solide obtenu par carbonisation à haute température d'un charbon, généralement un charbon à coke. Sa teneur en humidité et en matières volatiles est faible. Le semi-coke, produit solide obtenu par carbonisation du charbon à basse température, le coke de lignite, le semi-coke fabriqué à partir de lignite/charbon brun, le menu coke et le coke de fonderie entrent également dans cette catégorie. Le coke de four à coke est également appelé coke métallurgique.
	Coke de gaz	Sous-produit de la houille utilisé pour la prod. de gaz de ville dans les usines à gaz. Utilisé pour le chauffage.
Goudron de houille	Issu de la distillation destructive du charbon bitumineux. Sous-produit liquide de la distillation du charbon pour produire du coke dans le procédé de four à coke. Il peut faire l'objet d'une distillation supplémentaire donnant différents produits organiques (benzène, toluène, naphtalène, par exemple), qui devront normalement être présentés comme intermédiaires de l'industrie pétrochimique.	
Gaz dérivés	Gaz d'usine à gaz	Comprend tous les types de gaz fabriqués dans les installations d'entreprises de service public ou de sociétés privées ayant pour activité principale la production, le transport et la distribution du gaz. Couvre aussi le gaz produit par carbonisation (y compris le gaz produit dans les fours à coke et transféré dans la catégorie du gaz d'usine à gaz), par gazéification totale avec ou sans enrichissement au moyen de produits pétroliers (gaz de pétrole liquéfiés, fioul résiduel, etc.), et par reformage ou simple mélange avec d'autres gaz et/ou de l'air. N'inclut pas les mélanges avec du gaz naturel, généralement distribués par le réseau de gaz naturel.
	Gaz de four à coke	Le gaz de four à coke est un sous-produit de la fabrication de coke de four à coke pour la production de fer et d'acier.
	Gaz de hauts-fourneaux	Gaz produit pendant la combustion de coke dans les hauts-fourneaux de l'industrie sidérurgique. Il est récupéré et utilisé comme combustible, en partie dans l'usine et en partie dans d'autres procédés de l'industrie sidérurgique, ou dans des centrales électriques équipées pour en brûler.
	Gaz de convertisseur à l'oxygène	Sous-produit de la production d'acier dans les convertisseurs à oxygène, récupéré en sortie du convertisseur. Ce gaz est également appelé gaz de convertisseur, gaz LD ou gaz BOS.

<b>TABLEAU 1.1 (SUITE)</b>		
<b>DEFINITIONS DES TYPES DE COMBUSTIBLE UTILISES DANS LES LIGNES DIRECTRICES 2006 DU GIEC</b>		
<b>Dénomination française</b>	<b>Observations</b>	
<b>GAZ (Gaz naturel)</b>		
Gaz naturel	Cette catégorie doit comprendre les mélanges de gaz naturel (aussi appelés gaz de ville), un gaz au pouvoir hautement calorifique obtenu en mélangeant du gaz naturel avec d'autres gaz dérivés d'autres produits primaires, et généralement distribués par le réseau de gaz naturel (méthane de la couche de charbon, par exemple). Les mélanges de gaz naturel comprennent du gaz naturel de substitution, un gaz à haut pouvoir calorifique, fabriqué par conversion chimique d'un combustible fossile hydrocarbure, où les principales matières brutes sont : le gaz naturel, le charbon, le pétrole et les schistes bitumineux.	
<b>AUTRES COMBUSTIBLES FOSSILES</b>		
Déchets solides municipaux (fraction non biomasse)	La fraction non biomasse des déchets municipaux inclut des déchets produits par des ménages, l'industrie, les hôpitaux et le secteur tertiaire qui sont incinérés dans des installations spécifiques et utilisés à des fins énergétiques. Il ne faut inclure dans cette catégorie que la fraction non biomasse du combustible.	
Déchets industriels	Produits solides et liquides (pneus, par exemple) brûlés directement, généralement dans des usines spécialisées, pour produire de la chaleur et/ou de l'énergie et qui ne sont pas rapportés en tant que biomasse.	
Huiles résiduelles	Les huiles résiduelles sont des huiles usées (déchets de lubrifiants par exemple) qui sont brûlées pour produire de la chaleur.	
<b>TOURBE</b>		
Tourbe <sup>5</sup>	Dépôt sédimentaire combustible, tendre, poreux ou comprimé d'origine végétale y compris des matières ligneuses. Il possède une forte teneur en eau (jusqu'à 90 pour cent à l'état naturel) ; se découpe facilement et peut contenir des morceaux plus durs de couleur brun clair à brun foncé. La tourbe utilisée à des fins non énergétiques n'est pas incluse.	
<b>BIOMASSE</b>		
<b>Biocombustibles solides</b>	Bois/résidus de bois	Bois et résidus de bois brûlés directement pour produire de l'énergie. Cette catégorie inclut également le bois destiné à la production de charbon de bois mais non la production réelle de celui-ci (ceci causerait un double comptage étant donné que le charbon de bois est un produit secondaire).
	Lessives bisulfiteuses (lessive noire)	Lessive résiduaire alcaline issue des digesteurs lors de la production de sulfate ou de pâte à la soude dans la fabrication de papier lorsque le contenu énergétique est tiré de la lignine retirée de la pâte de bois. Dans sa forme concentrée, ce combustible est généralement solide à 65-70 %.
	Autre biomasse solide primaire	Matières végétales utilisées directement comme combustible et non incluses dans les catégories « bois/résidus de bois » ou « lessives bisulfiteuses ». Cette catégorie comprend les déchets végétaux, les matières/déchets animaux et autre biomasse solide. Cette catégorie inclut les produits non ligneux entrant dans la production de charbon de bois (coque de noix de coco par exemple), à l'exclusion de tout autre intermédiaire pour la production de biocombustibles.
	Charbon de bois	Le charbon de bois carbonisé en tant qu'énergie couvre le résidu solide de la distillation destructive et la pyrolyse du bois et d'autres matières végétales.

<sup>5</sup> Bien que la tourbe ne soit pas à proprement parler un combustible fossile, des études sur les cycles de vie ont montré que ses caractéristiques liées à l'émission de gaz à effet de serre sont comparables à celles des combustibles fossiles (Nilsson et Nilsson, 2004; Uppenberg *et al.*, 2001; Savolainen *et al.*, 1994). Aussi, les émissions de CO<sub>2</sub> imputables à la combustion de la tourbe sont incluses dans les émissions nationales comme pour les combustibles fossiles.



TABLEAU 1.1 (SUITE) DEFINITIONS DES TYPES DE COMBUSTIBLE UTILISES DANS LES LIGNES DIRECTRICES 2006 DU GIEC		
Dénomination française		Observations
Biocombustibles liquides	Bioessence	La bioessence ne doit contenir que cette partie du combustible en rapport avec les quantités de biocombustible et non avec le volume total de liquides dans lesquels les biocombustibles sont mélangés. Cette catégorie comprend le bioéthanol (éthanol produit à partir de biomasse et/ou de la fraction biomasse des déchets), le biométhanol (méthanol produit à partir de biomasse et/ou de la fraction biomasse des déchets), le bio-ETBE (éthyl-tertio-butyl-éther produit à partir de bioéthanol : Le pourcentage en volume de biocombustible dans le bio-ETBE est de 47%) et le bioMTBE (méthyl-tertio-butyl-éther produit à partir de biométhanol : Le pourcentage en volume de biocombustible dans le bioMTBE est de 36%).
	Biodiesels	Les biodiesels ne doivent contenir que cette partie du combustible en rapport avec les quantités de biocombustible et non avec le volume total de liquides dans lesquels les biocombustibles sont mélangés. Cette catégorie comprend le biodiesel (ester méthylique de qualité diesel produit à partir d'une huile végétale ou animale), le biodiméthyléther (diméthyléther produit à partir de biomasse), le biocombustible filière Fischer-Tropsh (diesel de synthèse Fischer-Tropsh produit à partir de biomasse), les bio-huiles pressées à froid (huiles produites à partir d'oléagineux par un procédé exclusivement mécanique) et tous les autres biocombustibles liquides qui sont utilisés par adjonction, mélange ou directement comme carburant diesel pour le transport.
	Autres biocombustibles liquides	Autres biocombustibles liquides ne figurant ni dans la catégorie bioessence, ni dans la catégorie biodiesels.
Biomasse gazeuse	Gaz de décharge	Les gaz de décharge sont obtenus par la fermentation anaérobie de la biomasse et des déchets solides dans les décharges et brûlés pour produire de la chaleur et/ou de l'énergie.
	Gaz d'eaux résiduaires	Les gaz d'eaux résiduaires sont obtenus par la fermentation anaérobie de la biomasse et des déchets solides des eaux d'égout et des boues liquides animales et brûlés pour produire de la chaleur et/ou de l'énergie.
	Autres biogaz	Autres biogaz non inclus dans les gaz de décharge et dans les gaz d'eaux résiduaires.
Autres combustibles non fossiles	Déchets municipaux (fraction biomasse)	La fraction biomasse des déchets municipaux inclut des déchets produits par des ménages, l'industrie, les hôpitaux et le secteur tertiaire qui sont incinérés dans des installations spécifiques et utilisés à des fins énergétiques. Il ne faut inclure dans cette catégorie que la fraction biomasse du combustible.

### 1.4.1.2 CONVERSION DES UNITES ENERGETIQUES

Dans les statistiques sur l'énergie et les autres compilations de données sur l'énergie, la production et la consommation de combustibles solides, liquides et gazeux sont spécifiées en unités physiques, en tonnes ou en mètres cubes, par exemple. Convertir ces données en unités énergétiques communes, par ex. en joules, nécessite des pouvoirs calorifiques. Convertir des tonnes en unités énergétiques, des térajoules dans ce cas, nécessite des pouvoirs calorifiques. Les présentes Lignes directrices utilisent des pouvoirs calorifiques nets (PCN), exprimés en unités SI ou en multiples d'unités SI (TJ/Mg, par exemple). Certains bureaux de statistiques utilisent des pouvoirs calorifiques bruts (PCB). La différence entre les PCN et les PCB est la chaleur latente de la vaporisation de l'eau produite lors de la combustion du carburant. Par conséquent, pour le charbon et le pétrole, le PCN est inférieur d'environ 5 % au PCB. Pour la plupart des formes de gaz naturel et fabriqués, le PCN est inférieur d'environ 10 %. L'Encadré 1.1 ci-dessous présente un algorithme pour la conversion qui peut être utilisé lorsque les caractéristiques des combustibles (humidité, teneur en hydrogène et en oxygène) sont connues. Pour les combustibles communs de la biomasse, les facteurs de conversion par défaut du PCN au PCB, en particulier les écorces, le bois et les résidus ligneux, sont obtenus à l'aide des outils de calcul des gaz à effet de serre liés à l'industrie du papier et de la pâte à papier disponibles sur le site du Protocole du WRI/WBCSD sur les gaz à effet de serre<sup>6</sup>.

Si les pays utilisent des PCB, ils doivent le signaler. Pour des informations supplémentaires sur cette question et sur la conversion d'une unité en une autre, veuillez consulter le « Manuel de statistiques de l'énergie » de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) (OECD/IEA, 2004).

<sup>6</sup> Voir page 9 : « Calculation Tools for Estimating Greenhouse Gas Emissions from Pulp and Paper Mills, Version 1.1, 8 juillet, 2005 ». Cette page est disponible sur le site <http://www.ghgprotocol.org/includes/getTarget.asp?type=d&id=MTYwNjQ>

**ENCADRE 1.1**  
**CONVERSION ENTRE POUVOIRS CALORIFIQUES BRUTS ET NETS**

Unités : MJ/kg - Mégajoules par kilogramme; 1 MJ/kg = 1 Gigajoule/tonne (GJ/tonne)

Le PC brut (PCB) ou « pouvoir calorifique supérieur » (PCS) est le pouvoir calorifique dans des conditions de laboratoire.

Le PC net (PCN) ou « pouvoir calorifique inférieur » est le pouvoir calorifique utile dans les installations de chauffage. La différence est essentiellement la chaleur latente de la vapeur d'eau produite.

Conversions - brut/net (conformément aux normes ISO, pour les chiffres tels quels \*) en MJ/kg:

$$PC_{net} = PC_{brut} - 0,212H - 0,0245M - 0,008Y$$

Où M est le pourcentage d'humidité, H est le pourcentage d'hydrogène, Y est le pourcentage d'oxygène (selon la dernière analyse qui détermine la quantité de carbone, d'hydrogène, d'oxygène, d'azote et de soufre) tels quels (c'est-à-dire y compris l'humidité totale (TM)).

Source : Institut mondial du charbon (<http://www.worldcoal.org/pages/content/index.asp?PageID=190>), où davantage de détails sont disponibles.

Les valeurs PCN par défaut pour convertir les unités de 10<sup>3</sup> tonnes en unités de térajoules sont présentées au Tableau 1.2. Ces valeurs se basent sur une analyse statistique de trois sources de données :

1. **Soumissions de l'inventaire annuel des gaz à effet de serre des Parties visées à l'Annexe I** : Soumissions nationales des pays à l'Annexe 1 de la CCNUCC en 2004 sur les émissions de 2002 (Tableau 1A(b) du CRF). Cet ensemble de données présente les pouvoirs calorifiques nets (PCN), le facteur d'émission du carbone (FEC) et le facteur d'oxydation du carbone (FOC) pour les combustibles individuels pour plus de 33 pays de l'Annexe 1.
2. **Base de données des facteurs d'émission** : Depuis décembre 2003, cette base de données (EFBD) du GIEC, version-1, contient toutes les valeurs par défaut incluses dans les *Lignes directrices 1996 du GIEC* et des données supplémentaires acceptées par le Comité éditorial de la EFBD. La EFBD présente des données spécifiques au pays pour les PCN et le FEC, y compris pour des pays en voie de développement.
3. **Base de données de l'AIE** : Base de données des PCN pour tous les combustibles de l'Agence internationale de l'énergie, à compter de novembre 2004. Elle contient des données relatives aux PCN spécifiques au pays pour de nombreux pays, y compris des pays en voie de développement.

L'analyse statistique réalisée sur ces ensembles de données a été décrite en détail dans un document séparé (Kainou, 2005). Le même ensemble de données a été utilisé pour compiler un tableau des valeurs par défaut et des plages d'incertitude.

### 1.4.1.3 SOURCES DE DONNEES SUR LES ACTIVITES

Les statistiques sur les combustibles collectées par un organe national officiellement reconnu représentent généralement les données sur les activités les plus appropriées et les plus accessibles. Cependant, dans certains pays, les organes chargés de la compilation des informations de l'inventaire peuvent ne pas avoir un accès immédiat à l'ensemble des données disponibles dans leur pays et peuvent vouloir utiliser des données spécialement préparées par leur pays pour les organisations internationales.

Il existe actuellement deux sources majeures de statistiques internationales sur l'énergie : L'Agence internationale de l'énergie (AIE) et les Nations Unies (ONU). Ces deux organisations internationales reçoivent des données sur l'énergie des administrations nationales de leurs pays membres par le biais de questionnaires. Ces données sont dès lors des données « officielles ». Afin d'éviter la duplication des données présentées, lorsque les pays sont membres des deux organisations, l'ONU reçoit des copies des questionnaires de l'AIE pour les pays membres de l'OCDE plutôt que de demander à ces pays de compléter les questionnaires de l'ONU. Lorsqu'elle compile ses statistiques pour les pays non-membres de l'OCDE, l'AIE utilise, pour certains pays, les données de l'ONU qu'elle peut compléter par des informations supplémentaires obtenues de l'administration nationale, de consultants ou de sociétés d'énergie travaillant dans ces pays. Les statistiques pour d'autres pays

sont obtenues directement de sources nationales. Le nombre de pays couvert par les publications de l'AIE est inférieur à celui de l'ONU.<sup>7</sup>

---

<sup>7</sup> Les données d'environ 130 pays (des quelques 170 pays membres de l'ONU) sont présentées par l'AIE. Ces pays sont responsables d'environ 98 pour cent de la consommation d'énergie mondiale et de près de la totalité de la production d'énergie.

**TABLEAU 1.2**  
**POUVOIRS CALORIFIQUES INFÉRIEURS (PCI) PAR DÉFAUT ET LIMITES INFÉRIEURES ET SUPÉRIEURES DES INTERVALLES DE**  
**CONFIANCE DE 95% <sup>1</sup>**

Description française du type de combustible		Pouvoir calorifique inférieur (TJ/Gg)	Limite inférieure	Limite supérieure
Pétrole brut		42,3	40,1	44,8
Orimulsion		27,5	27,5	28,3
Liquides de gaz naturel		44,2	40,9	46,9
Essence	Essence automobile	44,3	42,5	44,8
	Essence aviation	44,3	42,5	44,8
	Essence pour carburateurs	44,3	42,5	44,8
Kérosène pour carburateurs		44,1	42,0	45,0
Autres kérosènes		43,8	42,4	45,2
Huile de schiste		38,1	32,1	45,2
Gasoil / Diesel		43,0	41,4	43,3
Fiouls résiduels		40,4	39,8	41,7
Gaz de pétrole liquéfiés		47,3	44,8	52,2
Éthane		46,4	44,9	48,8
Naphta		44,5	41,8	46,5
Bitume		40,2	33,5	41,2
Lubrifiants		40,2	33,5	42,3
Coke de pétrole		32,5	29,7	41,9
Intermédiaires des raffineries		43,0	36,3	46,4
Autres types de pétrole	Gaz de raffinerie <sup>2</sup>	49,5	47,5	50,6
	Cires de pétrole	40,2	33,7	48,2
	White spirit et SBP	40,2	33,7	48,2
	Autres produits pétroliers	40,2	33,7	48,2
Anthracite		26,7	21,6	32,2
Charbon à coke		28,2	24,0	31,0
Autres charbons bitumineux		25,8	19,9	30,5
Charbon sous-bitumineux		18,9	11,5	26,0
Lignite		11,9	5,50	21,6
Schistes bitumineux et sables asphaltiques		8,9	7,1	11,1
Briquettes de lignite		20,7	15,1	32,0
Agglomérés		20,7	15,1	32,0
Coke	Coke de four à coke et coke de lignite	28,2	25,1	30,2
	Coke de gaz	28,2	25,1	30,2
Goudron de houille <sup>3</sup>		28,0	14,1	55,0
Gaz dérivés	Gaz d'usine à gaz <sup>4</sup>	38,7	19,6	77,0
	Gaz de cokerie <sup>5</sup>	38,7	19,6	77,0
	Gaz de haut-fourneau	2,47	1,20	5,00
	Gaz du four d'acier à l'oxygène <sup>7</sup>	7,06	3,80	15,0
Gaz naturel		48,0	46,5	50,4
Déchets solides municipaux (fraction non biomasse)		10	7	18
Déchets industriels		NA	NA	NA
Huiles résiduelles <sup>8</sup>		40,2	20,3	80,0
Tourbe		9,76	7,80	12,5

**TABLEAU 1.2 (SUITE)**  
**POUVOIRS CALORIFIQUES INFÉRIEURS (PCI) PAR DÉFAUT ET LIMITES INFÉRIEURES ET SUPÉRIEURES DES INTERVALLES DE CONFIANCE DE 95 %<sup>1</sup>**

Description française du type de combustible		Pouvoir calorifique inférieur (TJ/Gg)	Limite inférieure	Limite supérieure
Biocombustibles solides	Bois/résidus de bois <sup>9</sup>	15,6	7,90	31,0
	Lessives bisulfiteuses (lessive noire) <sup>10</sup>	11,8	5,90	23,0
	Autre biomasse solide primaire <sup>11</sup>	11,6	5,90	23,0
	Charbon de bois <sup>12</sup>	29,5	14,9	58,0
Biocombustibles liquides	Bioessence <sup>13</sup>	27,0	13,6	54,0
	Biodiesel <sup>14</sup>	27,0	13,6	54,0
	Autres biocombustibles liquides <sup>15</sup>	27,4	13,8	54,0
Biomasse gazeuse	Gaz de décharge <sup>16</sup>	50,4	25,4	100
	Gaz d'eaux résiduaires <sup>17</sup>	50,4	25,4	100
	Autres biogaz <sup>18</sup>	50,4	25,4	100
Autres combustibles non fossiles	Déchets municipaux (fraction biomasse)	11,6	6,80	18,0

Remarques :

<sup>1</sup> Limites inférieures et supérieures des intervalles de confiance de 95 pour cent, en supposant des distributions lognormales, ajustées à un ensemble de données, sur base des rapports d'inventaire nationaux, des données de l'AIE et des données nationales disponibles. Une description plus détaillée est donnée à la Section 1.5.

<sup>2</sup> Données japonaises; plage d'incertitude : opinion d'experts

<sup>3</sup> EFDB ; plage d'incertitude : opinion d'experts

<sup>4</sup> Gaz de fours à coke ; plage d'incertitude : opinion d'experts

<sup>5-7</sup> Petit nombre de données Japon et Royaume-Uni ; plage d'incertitude : opinion d'experts

<sup>8</sup> Pour les huiles résiduelles, les valeurs des « Lubrifiants » sont prises.

<sup>9</sup> EFDB ; plage d'incertitude : opinion d'experts

<sup>10</sup> Données japonaises; plage d'incertitude : opinion d'experts

<sup>11</sup> Biomasse solide ; plage d'incertitude : opinion d'experts

<sup>12</sup> EFDB ; plage d'incertitude : opinion d'experts

<sup>13-14</sup> Nombre théorique d'éthanol ; plage d'incertitude : opinion d'experts

<sup>15</sup> Biomasse liquide ; plage d'incertitude : opinion d'experts

<sup>16-14</sup> Nombre théorique du méthane ; plage d'incertitude : opinion d'experts

En général, les données de l'AEI et de l'ONU pour un pays peuvent être obtenues gratuitement par les organismes nationaux chargés de l'inventaire de ce pays en contactant [stats@iea.org](mailto:stats@iea.org) or [energy\\_stat@un.org](mailto:energy_stat@un.org).

Deux types de combustibles nécessitent une attention particulière :

#### **Biomasse :**

Les données sur la biomasse sont généralement plus incertaines que d'autres données relatives aux statistiques nationales sur l'énergie. Une large fraction de la biomasse, utilisée pour l'énergie, peut faire partie de l'économie informelle, et le commerce de ces types de combustibles (bois de chauffage, déchets agricoles, tourteaux de fumier, etc.) est rarement enregistré dans les statistiques et bilans nationaux sur l'énergie.

Le Chapitre 4 du Volume 4 AFAT (Terres forestières) propose une méthode alternative pour estimer les données sur les activités pour l'utilisation du bois de chauffage.

Lorsque des données sont disponibles dans les statistiques sur l'énergie et dans les statistiques AFAT, l'organisme chargé de l'inventaire doit veiller à éviter tout double comptage. Il doit également indiquer comment les données des deux sources ont été intégrées afin d'obtenir la meilleure estimation possible de l'utilisation du bois de chauffage dans le pays. Les émissions de CO<sub>2</sub> imputables à la combustion de la biomasse ne sont pas incluses dans les totaux nationaux mais sont enregistrées comme élément pour information à des fins de vérification ainsi que pour éviter le double comptage. Veuillez noter que la tourbe n'est pas considérée comme biomasse dans les présentes Lignes directrices, les émissions de CO<sub>2</sub> imputables à la tourbe sont donc estimées.

**Déchets :**

L'incinération des déchets peut avoir lieu dans des installations où la chaleur de combustion est utilisée comme énergie dans d'autres procédés. Dans de tels cas, ces déchets doivent être traités comme combustible et les émissions doivent être rapportées dans le secteur de l'énergie. Lorsque les déchets sont incinérés sans utiliser la chaleur de combustion comme énergie, les émissions doivent être rapportées dans l'incinération des déchets. Des méthodologies sont présentées pour ces deux cas au Chapitre 5 du Volume 5. Les émissions de CO<sub>2</sub> imputables à la combustion de la biomasse dans les déchets utilisés pour l'énergie ne sont pas incluses dans les totaux nationaux, mais sont enregistrées comme élément pour information à des fins de vérification.

**1.4.1.4 COHERENCE DES SERIES TEMPORELLES**

De nombreux pays ont de longues séries temporelles des statistiques sur l'énergie qui peuvent être utilisées pour obtenir des séries temporelles des émissions de gaz à effet de serre dans le secteur de l'énergie. Cependant, les pratiques relatives aux statistiques (y compris les définitions des combustibles, l'utilisation des combustibles par secteur) auront changé dans le temps dans de nombreux cas et les recalculs des données sur l'énergie dans le dernier ensemble de définitions ne sont pas toujours possibles. Lorsque des séries temporelles des émissions imputables à la combustion de carburant sont compilées, ces changements peuvent donner lieu à des incohérences dans les séries temporelles, ce qui doit être traité par les méthodes présentées au Chapitre 5, Cohérence des séries temporelles, du Volume 1 des *Lignes directrices 2006 du GIEC*.

**1.4.2 Facteurs d'émission****1.4.2.1 FACTEURS D'EMISSION DU CO<sub>2</sub>**

Les procédés de combustion sont optimisés pour obtenir la quantité maximale d'énergie par unité de combustible consommé, livrant dès lors la quantité maximale de CO<sub>2</sub>. Une combustion de carburant efficace assure l'oxydation de la quantité maximale de carbone disponible dans le combustible. Les facteurs d'émission du CO<sub>2</sub> pour la combustion de carburant sont dès lors relativement insensibles au procédé de combustion lui-même et ne dépendent alors principalement que de la teneur en carbone du combustible.

La teneur en carbone peut varier considérablement à la fois entre et dans les types de combustibles primaires par masse ou par volume :

- Pour le gaz naturel, la teneur en carbone dépend de la composition du gaz qui, dans son état livré, est principalement du méthane mais peut inclure de faibles quantités d'éthane, de propane, de butane et d'hydrocarbures plus lourds. Le gaz naturel brûlé sur le site de production contiendra généralement des quantités beaucoup plus importantes d'hydrocarbures substitués. La teneur en carbone variera en conséquence.
- La teneur en carbone par unité d'énergie est généralement plus faible pour des produits raffinés légers tels que l'essence que pour des produits plus lourds tels que les fiouls résiduels.
- Pour le charbon, les émissions de carbone par tonne varient considérablement selon sa composition en carbone, en hydrogène, en soufre, en cendres, en oxygène et en azote.

Cette variabilité est réduite en convertissant en unités d'énergie.

Une faible part du carbone du combustible qui entre dans le procédé de combustion échappe à l'oxydation. Cette fraction est généralement faible (99 à 100 pour cent du carbone est oxydé), aussi les facteurs d'émission par défaut du Tableau 1.4 sont-ils dérivés de l'hypothèse d'une oxydation à 100 pour cent. Pour certains combustibles, cette fraction peut ne pas être négligeable en pratique et lorsque des valeurs spécifiques au pays, représentatives et basées sur des mesures sont disponibles, elles devraient être utilisées. En d'autres mots : On estime que la fraction de carbone oxydé est 1 en dérivant les facteurs d'émission par défaut du CO<sub>2</sub>.

Le Tableau 1.3 donne les teneurs en carbone des combustibles à partir desquels on peut calculer les facteurs d'émission sur base de la masse moléculaire absolue (Tableau 1.4). Ces facteurs d'émission sont des valeurs par défaut suggérées uniquement si des facteurs spécifiques au pays ne sont pas disponibles. Des facteurs d'émission plus détaillés et mis à jour sont disponibles dans la base de données EFDB du GIEC.

Veillez noter que les émissions de CO<sub>2</sub> imputables aux biocombustibles ne sont pas incluses dans le total national mais sont rapportées comme éléments pour information. Les émissions ou les absorptions nettes de CO<sub>2</sub> sont estimées dans le secteur AFAT et tiennent compte de ces émissions. Veillez noter que la tourbe est

considérée comme un combustible fossile et non un biocombustible, les émissions imputables à sa combustion sont dès lors incluses dans le total national.

Les données présentées au Tableau 1.3 sont utilisées pour calculer les facteurs d'émission par défaut pour chaque combustible sur une base énergétique. Si les données sur les activités sont disponibles sur une base massique, une approche similaire peut être appliquée à ces données sur les activités directement. Bien entendu, la teneur en carbone doit alors être connue sur une base massique.

**TABLEAU 1.3**  
**VALEURS PAR DEFAULT DE LA TENEUR EN CARBONE**

Description française du type de combustible	Teneur en carbone par défaut <sup>1</sup> (kg/GJ)	Limite inférieure	Limite supérieure
Pétrole brut	20,0	19,4	20,6
Orimulsion	21,0	18,9	23,3
Liquides de gaz naturel	17,5	15,9	19,2
Essence automobile	18,9	18,4	19,9
Essence aviation	19,1	18,4	19,9
Essence pour carburéacteurs	19,1	18,4	19,9
Kérosène d'avion	19,5	19	20,3
Autres kérosènes	19,6	19,3	20,1
Huile de schiste	20,0	18,5	21,6
Gasoil / Diesel	20,2	19,8	20,4
Fiouls résiduels	21,1	20,6	21,5
Gaz de pétrole liquéfiés	17,2	16,8	17,9
Éthane	16,8	15,4	18,7
Naphta	20,0	18,9	20,8
Bitume	22,0	19,9	24,5
Lubrifiants	20,0	19,6	20,5
Coke de pétrole	26,6	22,6	31,3
Intermédiaires des raffineries	20,0	18,8	20,9
Gaz de raffinerie <sup>2</sup>	15,7	13,3	19,0
Cires de pétrole	20,0	19,7	20,3
White spirit et SBP	20,0	19,7	20,3
Autres produits pétroliers	20,0	19,7	20,3
Anthracite	26,8	25,8	27,5
Charbon à coke	25,8	23,8	27,6
Autres charbons bitumineux	25,8	24,4	27,2
Charbon sous-bitumineux	26,2	25,3	27,3
Lignite	27,6	24,8	31,3
Schistes bitumineux et sables asphaltiques	29,1	24,6	34
Briquettes de lignite	26,6	23,8	29,6
Agglomérés	26,6	23,8	29,6
Coke de four à coke et coke de lignite	29,2	26,1	32,4
Coke de gaz	29,2	26,1	32,4
Goudron de houille <sup>3</sup>	22,0	18,6	26,0
Gaz d'usine à gaz <sup>4</sup>	12,1	10,3	15,0
Gaz de cokerie <sup>5</sup>	12,1	10,3	15,0
Gaz de haut-fourneau <sup>6</sup>	70,8	59,7	84,0
Gaz du four d'acier à l'oxygène <sup>7</sup>	49,6	39,5	55,0
Gaz naturel	15,3	14,8	15,9



**TABLEAU 1.3 (SUITE)**  
**VALEURS PAR DEFAUT DE LA TENEUR EN CARBONE**

Description française du type de combustible	Teneur en carbone par défaut <sup>1</sup> (kg/GJ)	Limite inférieure	Limite supérieure
Déchets solides municipaux (fraction non biomasse)	25,0	20,0	33,0
Déchets industriels	39,0	30,0	50,0
Huiles résiduelles <sup>9</sup>	20,0	19,7	20,3
Tourbe	28,9	28,4	29,5
Bois/résidus de bois <sup>10</sup>	30,5	25,9	36,0
Lessives bisulfiteuses (lessive noire) <sup>11</sup>	26,0	22,0	30,0
Autre biomasse solide primaire <sup>12</sup>	27,3	23,1	32,0
Charbon de bois <sup>13</sup>	30,5	25,9	36,0
Bioessence <sup>14</sup>	19,3	16,3	23,0
Biodiesels <sup>15</sup>	19,3	16,3	23,0
Autres biocombustibles liquides <sup>16</sup>	21,7	18,3	26,0
Gaz de décharge <sup>17</sup>	14,9	12,6	18,0
Gaz d'eaux résiduaires <sup>18</sup>	14,9	12,6	18,0
Autre biogaz <sup>19</sup>	14,9	12,6	18,0
	27,3	23,1	32,0

Remarques :

<sup>1</sup> Limites inférieures et supérieures des intervalles de confiance de 95 pour cent, en supposant des distributions lognormales, ajustées à un ensemble de données, sur base des rapports d'inventaire nationaux, des données de l'AIE et des données nationales disponibles. Une description plus détaillée est donnée à la Section 1.5

<sup>2</sup> Données japonaises; plage d'incertitude : opinion d'experts

<sup>3</sup> EFDB ; plage d'incertitude : opinion d'experts

<sup>4</sup> Gaz de fours à coke ; plage d'incertitude : opinion d'experts

<sup>5</sup> Petit nombre de données Japon et Royaume-Uni ; plage d'incertitude : opinion d'experts

<sup>6</sup> 7. Petit nombre de données Japon et Royaume-Uni ; plage d'incertitude : opinion d'experts

<sup>8</sup> Biomasse solide ; plage d'incertitude : opinion d'experts

<sup>9</sup> Lubrifiants ; plage d'incertitude : opinion d'experts

<sup>10</sup> EFDB ; plage d'incertitude : opinion d'experts

<sup>11</sup> Données japonaises; plage d'incertitude : opinion d'experts

<sup>12</sup> Biomasse solide ; plage d'incertitude : opinion d'experts

<sup>13</sup> EFDB ; plage d'incertitude : opinion d'experts

<sup>14</sup><sup>13-14</sup> Nombre théorique d'éthanol ; plage d'incertitude : opinion d'experts

<sup>15</sup><sup>13-14</sup> Nombre théorique d'éthanol ; plage d'incertitude : opinion d'experts

<sup>16</sup> Biomasse liquide ; plage d'incertitude : opinion d'experts

<sup>17-14</sup> Nombre théorique du méthane ; plage d'incertitude : opinion d'experts

<sup>20</sup> Biomasse solide ; plage d'incertitude : opinion d'experts

**TABLEAU 1.4**  
**FACTEURS D'ÉMISSION PAR DÉFAUT DU CO<sub>2</sub> POUR LA COMBUSTION<sup>1</sup>**

Description française du type de combustible	Teneur en carbone par défaut (kg/GJ)	Facteur d'oxydation par défaut du carbone	Facteur d'émission de CO <sub>2</sub> efficace (kg/TJ) <sup>2</sup>			
			Valeur par défaut <sup>3</sup>	Intervalle de confiance de 95 %		
				Limite inférieure	Limite supérieure	
	A	B	$C=A*B*44/12*1000$			
Pétrole brut	20,0	1	73 300	71 100	75 500	
Orimulsion	21,0	1	77 000	69 300	85 400	
Liquides de gaz naturel	17,5	1	64 200	58 300	70 400	
Essence	Essence automobile	18,9	1	69 300	67 500	73 000
	Essence aviation	19,1	1	70 000	67 500	73 000
	Essence pour carburateurs	19,1	1	70 000	67 500	73 000
Kérosène d'avion	19,5	1	71 500	69 700	74 400	
Autres kérosènes	19,6	1	71 900	70 800	73 700	
Huile de schiste	20,0	1	73 300	67 800	79 200	
Gasoil / Diesel	20,2	1	74 100	72 600	74 800	
Fiouls résiduels	21,1	1	77 400	75 500	78 800	
Gaz de pétrole liquéfiés	17,2	1	63 100	61 600	65 600	
Éthane	16,8	1	61 600	56 500	68 600	
Naphta	20,0	1	73 300	69 300	76 300	
Bitume	22,0	1	80 700	73 000	89 900	
Lubrifiants	20,0	1	73 300	71 900	75 200	
Coke de pétrole	26,6	1	97 500	82 900	115 000	
Intermédiaires des raffineries	20,0	1	73 300	68 900	76 600	
Autres types de pétrole	Gaz de raffinerie	15,7	1	57 600	48 200	69 000
	Cires de pétrole	20,0	1	73 300	72 200	74 400
	White spirit et SBP	20,0	1	73 300	72 200	74 400
Autres produits pétroliers	20,0	1	73 300	72 200	74 400	
Anthracite	26,8	1	98 300	94 600	101 000	
Charbon à coke	25,8	1	94 600	87 300	101 000	
Autres charbons bitumineux	25,8	1	94 600	89 500	99 700	
Charbon sous-bitumineux	26,2	1	96 100	92 800	100 000	
Lignite	27,6	1	101 000	90 900	115 000	
Schistes bitumineux et sables asphaltiques	29,1	1	107 000	90 200	125 000	
Briquettes de lignite	26,6	1	97 500	87 300	109 000	
Agglomérés	26,6	1	97 500	87 300	109 000	
Coke	Coke de four à coke et coke de lignite	29,2	1	107 000	95 700	119 000
	Coke de gaz	29,2	1	107 000	95 700	119 000
Goudron de houille	22,0	1	80 700	68 200	95 300	
Gaz dérivés	Gaz d'usine à gaz	12,1	1	44 400	37 300	54 100
	Gaz de four à coke	12,1	1	44 400	37 300	54 100
	Gaz de haut-fourneau <sup>4</sup>	70,8	1	260 000	219 000	308 000
	Gaz du four d'acier à l'oxygène <sup>5</sup>	49,6	1	182 000	145 000	202 000

**TABLEAU 1.4 (SUITE)**  
**FACTEURS D'EMISSION PAR DEFAUT DU CO<sub>2</sub> POUR LA COMBUSTION<sup>1</sup>**

Description française du type de combustible	Teneur en carbone par défaut (kg/GJ)	Facteur d'oxydation du carbone par défaut	Facteur d'émission de CO <sub>2</sub> efficace (kg/TJ) <sup>2</sup>			
			Valeur par défaut	Intervalle de confiance de 95%		
				Limite inférieure	Limite supérieure	
	A	B	$C=A*B*44/12*1\ 000$			
Gaz naturel	15,3	1	56 100	54 300	58 300	
Déchets solides municipaux (fraction non biomasse)	25,0	1	91 700	73 300	121 000	
Déchets industriels	39,0	1	143 000	110 000	183 000	
Huiles résiduelles	20,0	1	73 300	72 200	74 400	
Tourbe	28,9	1	106 000	100 000	108 000	
Biocombustibles solides	Bois/résidus de bois	30,5	1	112 000	95 000	132 000
	Lessives bisulfiteuses (lessive noire) <sup>5</sup>	26,0	1	95 300	80 700	110 000
	Autre biomasse solide primaire	27,3	1	100 000	84 700	117 000
	Charbon de bois	30,5	1	112 000	95 000	132 000
Biocombustibles liquides	Bioessence	19,3	1	70 800	59 800	84 300
	Biodiesels	19,3	1	70 800	59 800	84 300
	Autres biocombustibles liquides	21,7	1	79 600	67 100	95 300
Biomasse gazeuse	Gaz de décharge	14,9	1	54 600	46 200	66 000
	Gaz d'eaux résiduaires	14,9	1	54 600	46 200	66 000
	Autres Biogaz	14,9	1	54 600	46 200	66 000
Autres comb. non foss.	Déchets municipaux (fraction biomasse)	27,3	1	100 000	84 700	117 000

Remarques :

<sup>1</sup> Limites inférieures et supérieures des intervalles de confiance de 95 pour cent, en supposant des distributions lognormales, ajustées à un ensemble de données, sur base des rapports d'inventaire nationaux, des données de l'AIE et des données nationales disponibles. Une description plus détaillée est donnée à la Section 1.5

<sup>2</sup> TJ = 1000GJ

<sup>3</sup> Les valeurs de facteur d'émission pour les gaz de haut-fourneau incluent le dioxyde de carbone initialement contenu dans ce gaz ainsi que celui formé suite à la combustion de ce gaz.

<sup>4</sup> Les valeurs de facteur d'émission pour les gaz de four d'acier à l'oxygène incluent le dioxyde de carbone initialement contenu dans ce gaz ainsi que celui formé suite à la combustion de ce gaz.

<sup>5</sup> Inclut le CO<sub>2</sub> dérivé de la biomasse imputable à l'unité de combustion de la lessive noire et le CO<sub>2</sub> dérivé de la biomasse imputable au four à chaux de l'usine kraft.

### 1.4.2.2 AUTRES GAZ A EFFET DE SERRE

Les facteurs d'émission pour les gaz autres que le CO<sub>2</sub> imputables à la combustion de carburant dépendent fortement de la technologie utilisée. Étant donné que l'ensemble des technologies appliqué dans chaque secteur varie fortement, les facteurs d'émission varient fortement également. Il n'est donc pas utile de fournir des facteurs d'émission par défaut pour ces gaz uniquement sur base des combustibles. Les facteurs d'émission par défaut de Niveau 1 sont par conséquent présentés dans les chapitres suivants pour chaque sous-secteur séparément.

### 1.4.2.3 GAZ A EFFET DE SERRE INDIRECTS

Ce volume ne présente pas de recommandations pour l'estimation des émissions de gaz à effet de serre indirects. Pour obtenir des informations sur ces gaz, l'utilisateur peut se référer aux recommandations disponibles dans d'autres conventions (voir également la Section 1.3.1.3 Relation avec les autres approches pour les inventaires). Des méthodes par défaut sont disponibles dans le Guide d'inventaire des émissions EMEP/CORINAIR pour l'estimation de ces émissions. Il est expliqué en détail dans le Chapitre 7 du Volume 1 comment trouver ces informations.

## 1.5 INCERTITUDES DANS LES ESTIMATIONS DES INVENTAIRES

### 1.5.1 Général

Le Chapitre 3 du Volume 1 des *Lignes directrices 2006 du GIEC* donne des informations générales sur la manière de traiter les incertitudes dans les inventaires d'émissions de gaz à effet de serre. Une analyse quantitative des incertitudes dans l'inventaire nécessite des valeurs d'entrée quantitatives à la fois pour les données sur les activités et les facteurs d'émission. Le présent chapitre présente les plages d'incertitude par défaut recommandées (limites de l'intervalle de confiance de 95 %) qu'il convient d'utiliser si d'autres informations ne sont pas disponibles. La limite inférieure est fixée au 2,5<sup>e</sup> centile de la courbe de distribution de la probabilité et la limite supérieure au 97,5<sup>e</sup> centile.

Toutes les valeurs par défaut de ce chapitre sont arrondies à trois chiffres significatifs, à la fois pour le facteur d'émission par défaut lui-même et pour les limites inférieure et supérieure des intervalles de confiance de 95 %. Bien que l'utilisation de l'arithmétique exacte permette d'obtenir davantage de chiffres, ceux-ci ne sont pas considérés comme significatifs.

### 1.5.2 Incertitudes des données sur les activités

Les données sur les activités nécessaires pour estimer les émissions dans le secteur de l'énergie proviennent en grande partie des bilans et des statistiques sur l'énergie nationaux et internationaux. Ces données sont généralement considérées comme assez exactes. Des informations sur les incertitudes liées aux statistiques sur la combustion de carburant ou les bilans énergétiques peuvent être obtenues des institutions nationales ou internationales responsables.

Si aucune autre donnée n'est disponible, la plage d'incertitude par défaut recommandée pour les données liées à la combustion des combustibles fossiles est présumée être de plus ou moins 5 %. En d'autres mots :

- La valeur dans les statistiques sur l'énergie ou le bilan énergétique est interprétée comme l'estimation ponctuelle pour les données sur les activités.
- La valeur de la limite inférieure de l'intervalle de confiance de 95 % est 0,95 fois l'estimation ponctuelle ;
- La valeur de la limite supérieure de l'intervalle de confiance de 95 % est 1,05 fois cette valeur.

La « différence statistique », fréquemment donnée dans les bilans énergétiques, peut également être utilisée pour obtenir une idée de l'incertitude dans les données. La « différence statistique » est calculée sur base de la différence entre les données sur l'approvisionnement et la demande de combustibles. La variation interannuelle de cette valeur reflète l'incertitude agrégée de toutes les données sous-jacentes sur les combustibles, y compris leurs relations réciproques. Dès lors, la variation de la « différence statistique » sera un indicateur de l'incertitude combinée de toutes les données relatives à l'approvisionnement et à la demande pour un type particulier de combustible. En gardant à l'esprit que les incertitudes sont exprimées en termes de pourcentage, les incertitudes dans les données relatives à la combustion de carburant pour des secteurs ou des applications spécifiques seront généralement plus élevées que l'incertitude suggérée par la « différence statistique ». La plage d'incertitude par défaut recommandée est basée sur cette ligne de pensée. Cependant, si une « différence statistique » est nulle, le bilan est immédiatement suspect et il convient de le considérer comme si aucune « différence statistique » n'avait été donnée. Dans ces exemples, la qualité des données doit être examinée à des fins de AQ/CQ et des améliorations doivent être apportées si nécessaire.

Étant donné que les données sur la biomasse comme combustible ne sont pas aussi bien développées que pour les combustibles fossiles, la plage d'incertitude pour les biocombustibles sera beaucoup plus grande. Une valeur de +/- 50 % est recommandée.

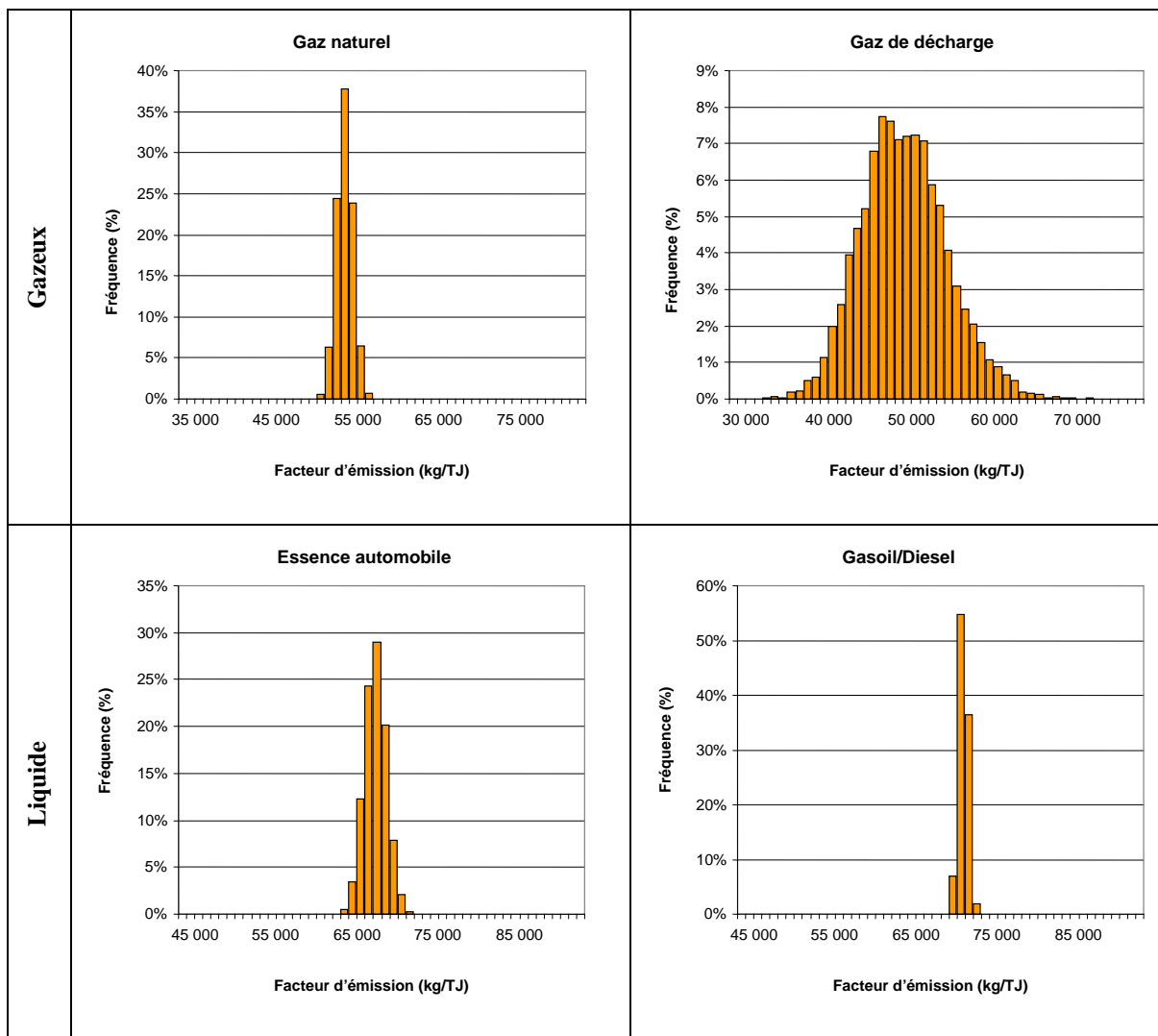
### 1.5.3 Incertitudes des facteurs d'émission

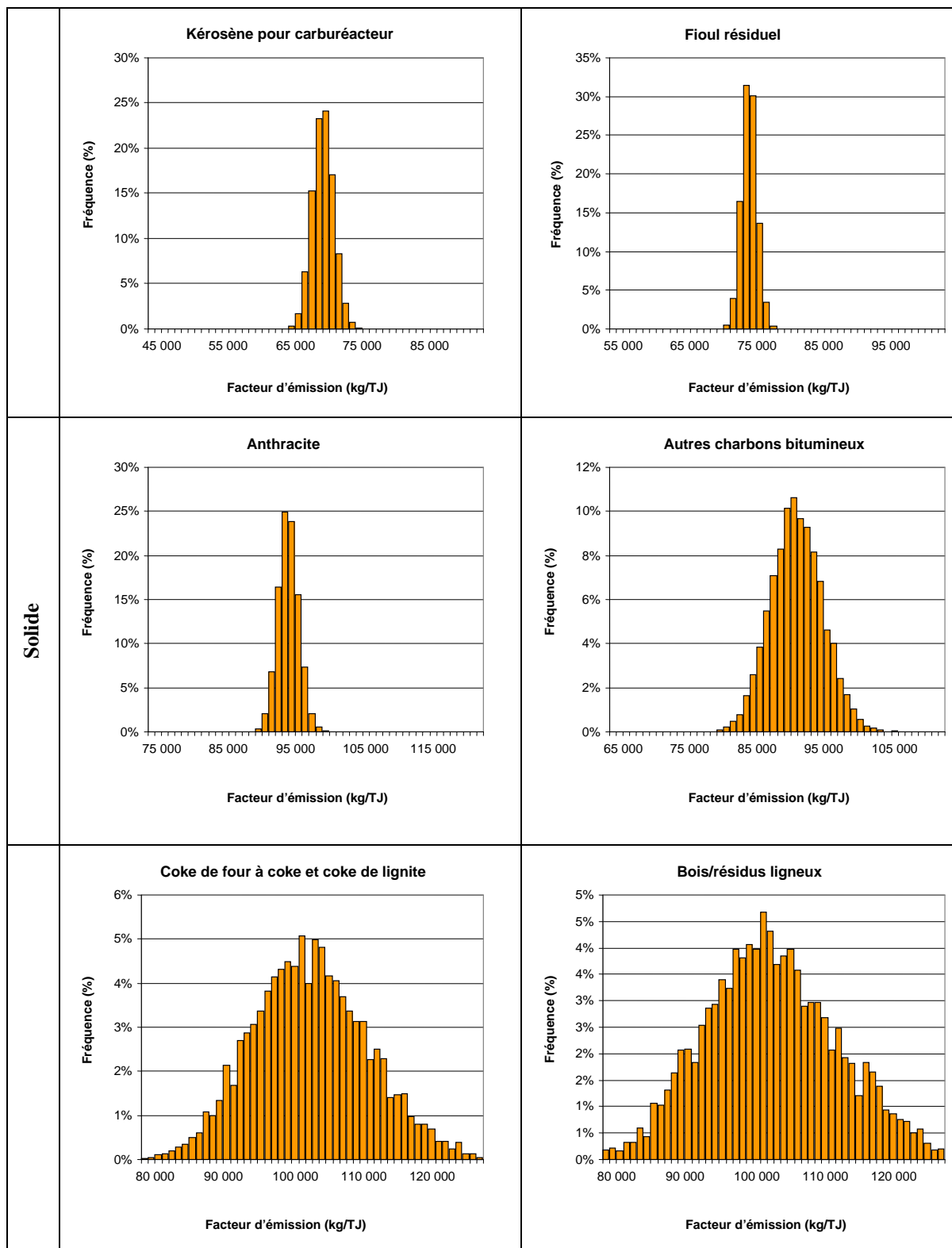
Les facteurs d'émission par défaut, présentés dans ce chapitre, sont basés sur une analyse statistique des données disponibles sur les caractéristiques des combustibles. L'analyse donne des limites inférieures et supérieures des intervalles de confiance de 95 % comme présenté au Tableau 1.2 pour les pouvoirs calorifiques nets et au Tableau 1.3 pour les teneurs en carbone des combustibles.

Les plages d'incertitude, présentées au Tableau 1.4, sont calculées sur base de ces informations selon une analyse Monte Carlo (5 000 itérations). Dans cette analyse, des distributions lognormales, ajustées aux limites inférieures et supérieures données des intervalles de confiance de 95 % ont été appliquées pour les courbes de distribution de probabilité.

Pour quelques exemples typiques, les courbes de distribution de probabilité résultantes pour les facteurs d'émission de CO<sub>2</sub> efficaces finaux par défaut sont présentées ci-dessous à la Figure 1.3.

**Figure 1.3** Quelques exemples typiques de courbes de distribution de probabilité (CDP) pour les facteurs d'émission de CO<sub>2</sub> efficaces pour la combustion de carburant.





Les informations sur les incertitudes présentées au Tableau 1.4 peuvent également être utilisées lorsqu'on compare les facteurs d'émission spécifiques à un pays avec les facteurs d'émission par défaut. Lorsqu'un facteur d'émission national spécifique tombe dans l'intervalle de confiance de 95 %, il peut être considéré comme cohérent avec la valeur par défaut. De plus, on pourrait supposer que la plage d'incertitude des valeurs spécifiques à un pays pour application dans ce pays soit plus petite que celle présentée à la Figure 1.3. Les incertitudes des facteurs d'émission pour des facteurs d'émission de gaz autres que le CO<sub>2</sub> sont traitées séparément dans les chapitres ultérieurs pour les différentes catégories de source.

## 1.6 AQ/CQ ET EXHAUSTIVITÉ

### 1.6.1 Approche de référence

Les émissions de dioxyde de carbone imputables à la combustion de carburant dominant les émissions de gaz à effet de serre dans de nombreux pays, il est utile de réaliser un contrôle indépendant donnant une estimation alternative rapide et aisée de ces émissions. L'approche de référence fournit une méthodologie pour produire une estimation de premier ordre des émissions nationales de gaz à effet de serre basée sur l'énergie fournie à un pays, même si seules des ressources et des structures de données très limitées sont disponibles à l'organisme chargé de l'inventaire. Étant donné que l'approche de référence est une approche descendante et, à cet égard, est relativement indépendante de l'approche ascendante des méthodes de Niveau 1, 2 et 3 du présent chapitre, l'approche de référence peut être envisagée comme vérification par recoupement. En tant que telle, elle fait partie des activités d'AQ/CQ requises pour le secteur de l'énergie. L'approche de référence est décrite en détail au Chapitre 6 du présent volume.

L'approche de référence nécessite des statistiques sur la production de combustibles, leur commerce extérieur ainsi que sur les variations de leurs stocks. Elle requiert également une quantité limitée de données sur la consommation de combustibles utilisés à des fins non énergétiques où le carbone peut devoir être exclu.

L'approche de référence est basée sur l'hypothèse selon laquelle, une fois que le carbone est amené dans une économie nationale sous la forme d'un combustible, il est soit libéré dans l'atmosphère sous forme d'un gaz à effet de serre, ou il est détourné (par exemple dans les augmentations de stocks de combustibles, stocké dans les produits, laissé inutilisé dans les cendres) et n'entre pas dans l'atmosphère sous forme d'un gaz à effet de serre. Afin de calculer la quantité de carbone libérée dans l'atmosphère, il n'est pas nécessaire de savoir exactement comment le combustible a été utilisé ou quelles transformations intermédiaires il a subies. Ceci étant, la méthodologie peut être décrite comme *descendante* contrairement aux méthodologies *ascendantes* appliquées dans une approche sectorielle.

### 1.6.2 Risques de double comptage entre secteurs

#### 1.6.2.1 UTILISATION NON ENERGETIQUES DES COMBUSTIBLES

Pour un certain nombre d'applications, principalement dans les procédés industriels plus importants, les hydrocarbures fossiles ne sont pas uniquement utilisés comme sources d'énergie, mais ont également d'autres utilisations (par exemple intermédiaires, lubrifiants, solvants, etc.). Les approches sectorielles (Niveau 1, 2 et 3) sont dès lors basées sur les statistiques sur la combustion de carburant.

Par conséquent, l'utilisation de statistiques sur la combustion de carburant plutôt que de statistiques sur les livraisons de carburant est cruciale pour éviter un double comptage des estimations des émissions. Lorsque les données sur les activités ne représentent pas des quantités de combustibles brûlés mais plutôt des livraisons à des entreprises ou des sous-catégories principales, il existe un risque de double comptage des émissions imputables au secteur PIUP (Chapitre 5) ou au secteur des déchets.

Dans certains types d'utilisation non énergétique des hydrocarbures fossiles, les émissions de carbone fossile contenant des substances peuvent avoir lieu. Ces émissions doivent être rapportées dans le secteur PIUP où elles se produisent. Des méthodes permettant d'estimer ces émissions sont présentées au Volume 3, Procédés industriels et utilisation des produits.

#### 1.6.2.2 DECHETS UTILISES COMME COMBUSTIBLE

Certains incinérateurs de déchets produisent également de la chaleur ou de l'énergie. Dans ces cas, le flux de déchets sera reflété dans les statistiques énergétiques nationales et les *bonnes pratiques* recommandent de rapporter ces émissions dans le secteur de l'énergie. Cela peut causer un double comptage lorsque, dans le secteur des déchets, le volume total des déchets est utilisé pour estimer les émissions. Seule la fraction de CO<sub>2</sub> dérivée des combustibles fossiles et imputable aux déchets est incluse dans les émissions nationales totales. Veuillez vous référer au Chapitre 5 (Incinération et combustion à l'air libre des déchets) du Volume 5 (Déchets) qui traite des questions méthodologiques liées à l'estimation des émissions.

### 1.6.3 Combustion mobile et combustion stationnaire

Pour la plupart des sources, la distinction entre combustion mobile et combustion stationnaire est relativement claire. Ce n'est pas toujours le cas dans les statistiques énergétiques. Dans certaines industries, il peut arriver que des combustibles soient en partie utilisés pour l'équipement stationnaire et en partie pour l'équipement mobile. Ceci peut être le cas, par exemple, pour l'agriculture, la foresterie, l'industrie de la construction, etc. Lorsque cela se produit et qu'il n'est pas possible de distinguer la combustion mobile et la combustion stationnaire, les émissions peuvent être rapportées dans la catégorie de source qui devrait produire la partie la plus importante des émissions. Dans ces cas, il convient de documenter correctement la méthode et les choix.

### 1.6.4 Frontières nationales

En traversant les frontières nationales, les sources mobiles peuvent transporter une partie des combustibles vendus dans un pays pour être utilisés dans un second pays. Cependant, pour estimer ces émissions, le principe consistant à estimer les émissions sur base des ventes de combustible devrait prévaloir sur une application stricte du territoire national et ce, pour diverses raisons :

- Il est peu probable que les données sur les combustibles traversant les frontières dans les réservoirs de carburant des automobiles soient disponibles du tout, et si elles étaient disponibles, il est probable qu'elles soient moins exactes que les données nationales sur les ventes de combustible.
- Il est important que les émissions imputables aux combustibles vendus n'apparaissent que dans l'inventaire d'un seul pays. Il serait presque impossible d'assurer la cohérence entre pays limitrophes.
- Dans la plupart des cas, les conséquences nettes du trafic transfrontalier seront faibles étant donné que la plupart des véhicules retourneront finalement dans leur propre pays avec du carburant dans le réservoir. Ceci peut ne pas être le cas uniquement en cas de « carburant tourisme »<sup>8</sup>.

Des conseils supplémentaires relatifs aux questions des frontières associées aux combustibles des sources et à la capture et au stockage du carbone sont donnés dans les chapitres suivants, en cohérence avec les principes présentés au Chapitre 8 du Volume 1.

### 1.6.5 Nouvelles sources

Les *Lignes directrices 2006 du GIEC* comprennent, pour la première fois, des méthodes pour estimer les émissions imputables à la capture et au stockage du dioxyde de carbone (Chapitre 5) de sorte que les résultats de ces technologies d'atténuation des émissions puissent être correctement reflétés dans les inventaires nationaux. Les *Lignes directrices* présentent également de nouvelles méthodes pour estimer les émissions imputables aux mines de charbon abandonnées (Section 4.1), et ce afin de compléter les méthodes destinées aux mines en opération qui sont déjà incluses dans les *Lignes directrices 1996 du GIEC et dans GPG2000*.

## Références

- Kainou, K (2005). 'Revision of default net calorific values, carbon content factors, carbon oxidization factors and carbon dioxide emission factors for various fuels in 2006 IPCC GHG Inventory Guidelines'. RIETI, IAI, Govt of Japan.
- Nilsson, K and Nilsson, M (2004). 'The climate impact of energy peat utilization in Sweden - the effect of former land use and after-treatment'. Report IVL B1606.
- OECD/IEA, (2004). Energy Statistics Manual
- Savolainen, I., Hillebrand, K., Nousiainen, I. and Sinisalo, J. (1994). 'Greenhouse gas impacts of the use of peat and wood for energy.' Espoo, Finland'. VTT Research Notes 1559. 65p.+app.
- Uppenberg, S, Zetterberg, L. and Åhman, M. (2001). 'Climate impact from peat utilisation in Sweden'. (2001). Report IVL B1423.

<sup>8</sup> Les personnes vivant près des frontières nationales peuvent être incitées à acheter de l'essence dans un pays pour être utilisée dans un autre pays si les prix de l'essence diffèrent entre ces pays. Dans certaines régions, les conséquences sont importantes. Voir : Fuel tourism in border regions, Silvia Banfi, Massimo Filippini, Lester C. Hunt, CEPE, Centre pour la politique et l'économie de l'énergie, Institut fédéral suisse de technologies, 2003, <http://e-collection.ethbib.ethz.ch/show?type=incoll&nr=888>