



**METHODOLOGIE  
DES ACCORDS DE BRANCHE DE DEUXIEME GENERATION  
DE L'INDUSTRIE WALLONNE**

Décembre 2012

*Pour le compte de*

***Direction Générale Opérationnelle Aménagement du  
territoire, du Logement, du Patrimoine et de l'Energie  
Département de l'Energie et du Bâtiment Durable***

*INSTITUT DE CONSEIL ET D'ETUDES EN DEVELOPPEMENT DURABLE ASBL  
Boulevard Frère Orban, 4 à 5000 NAMUR  
Tél : +32.81.25.04.80 - Fax : +32.81.25.04.90 - E-mail : [icedd@icedd.be](mailto:icedd@icedd.be)*

*3j-CONSULT sa  
Rue de la Corderie, 18 à 1300 WAVRE  
Tél : +32.10.45.00.53 - Fax : +32.2.791.56.99 - E-mail : [jbv@3j-consult.com](mailto:jbv@3j-consult.com)*

## TABLE DES MATIERES

|  |           |
|--|-----------|
| <b>1. Introduction .....</b>   | <b>5</b>  |
| <b>2. Délimitation de base – le périmètre du site industriel examiné .....</b>                       | <b>7</b>  |
| <b>3. Audit interne au périmètre du site industriel .....</b>  | <b>10</b> |
| <b>3.1. Diagnostic initial : analyse des consommations énergétiques .....</b>                        | <b>10</b> |
| 3.1.1. Définitions et structure du tableau des consommations .....                                   | 10        |
| 3.1.2. Vecteurs énergétiques .....   | 10        |
| 3.1.2.1. Energies approvisionnées .....  | 10        |
| 3.1.2.2. Matières énergétiquement valorisées .....   | 11        |
| 3.1.2.3. Utilités .....  | 12        |
| 3.1.3. Usages énergétiques (Production, Bâtiment, Utilités) .....                                    | 13        |
| 3.1.3.1. La production .....   | 13        |
| 3.1.3.2. Les bâtiments .....   | 13        |
| 3.1.3.3. Les utilités .....  | 14        |
| 3.1.3.4. Notion d'indicateur d'activité .....  | 14        |
| 3.1.4. Établissement du contenu du tableau des consommations .....                                   | 15        |
| 3.1.4.1. Année de référence .....  | 15        |
| 3.1.4.2. « Remplissage » du tableau .....  | 16        |
| 3.1.5. Traitement de questions particulières .....   | 16        |
| 3.1.5.1. Exportation d'énergie excédentaire .....  | 16        |
| 3.1.5.1.1. Exportation d'énergies approvisionnées .....  | 17        |
| 3.1.5.1.2. Exportation de matières énergétiquement valorisées .....                                  | 17        |
| 3.1.5.1.3. Exportation d'utilités .....  | 17        |
| 3.1.5.1.4. Exportation d'énergie sous une forme qui n'est pas une utilité .....                      | 18        |
| 3.1.5.1.5. Cas du « power plant » d'une entreprise multi-sites .....                                 | 19        |
| 3.1.5.2. Installation de cogénération (production simultanée d'électricité et de chaleur) .....      | 19        |
| 3.1.5.3. Production et utilisation d'énergies renouvelables .....                                    | 20        |
| 3.1.5.3.1. Énergies renouvelables sous forme d'électricité seule .....                               | 20        |
| 3.1.5.3.2. Énergies renouvelables sous forme de chaleur seule ou de froid .....                      | 20        |
| 3.1.5.3.3. Énergies renouvelables sous forme d'électricité et de chaleur .....                       | 21        |
| 3.1.5.4. Récupération d'énergie à partir du processus de production .....                            | 21        |
| 3.1.5.5. Remplissage correct des consommations d'utilités .....                                      | 22        |
| 3.1.5.6. Cas où les chiffres sont nuls pour l'année de référence .....                               | 22        |
| 3.1.6. Illustration .....  | 22        |
| 3.1.7. Énergie primaire .....  | 23        |
| 3.1.7.1. Nécessité d'expression en énergie primaire .....  | 23        |
| 3.1.7.2. Conversion de l'énergie finale en énergie primaire .....                                    | 24        |
| 3.1.7.2.1. Électricité (non renouvelable) .....  | 24        |
| 3.1.7.2.2. Électricité d'origine renouvelable (inclue au périmètre) .....                            | 24        |
| 3.1.7.2.3. Combustibles (énergies fossiles, combustibles alternatifs, gaz fatals, biomasse...) ..... | 24        |
| 3.1.8. Emissions de CO <sub>2</sub> .....  | 24        |
| 3.1.8.1. Définition des émissions de CO <sub>2</sub> .....   | 24        |
| 3.1.8.2. CO <sub>2</sub> et pas GES .....  | 25        |
| 3.1.8.3. Le CO <sub>2</sub> non énergétique .....  | 25        |
| 3.1.8.4. Conversion de l'énergie primaire en émission de CO <sub>2</sub> énergétique .....           | 25        |
| 3.1.8.4.1. Électricité (non renouvelable) .....  | 25        |
| 3.1.8.4.2. Électricité renouvelable .....  | 25        |
| 3.1.8.4.3. Combustibles (énergies fossiles, combustibles alternatifs, gaz fatals, biomasse...) ..... | 25        |
| <b>3.2. Cibles et programme énergétique .....</b>  | <b>27</b> |
| 3.2.1. Principe général .....  | 27        |
| 3.2.2. Identification des pistes d'amélioration .....  | 27        |
| 3.2.3. Classifications .....   | 27        |
| 3.2.4. Remarque sur les prix énergétiques .....  | 28        |

|             |   |           |
|-------------|---|-----------|
| 3.2.5.      | Remarque sur la méthode de calcul des gains énergétiques.....   | 29        |
| <b>3.3.</b> | <b>Objectif et suivi énergétiques : indices d'amélioration <math>A_{EE}</math> et <math>A_{CO_2}</math>.....</b>    | <b>30</b> |
| 3.3.1.      | Définitions – calcul.....   | 30        |
| 3.3.1.1.    | Principe de base.....   | 30        |
| 3.3.1.2.    | Définition complète.....  | 31        |
| 3.3.1.3.    | Calcul.....   | 32        |
| 3.3.2.      | Corrections.....  | 33        |
| 3.3.2.1.    | Correction climatique.....  | 33        |
| 3.3.2.2.    | Autres ajustements.....   | 34        |
| <b>3.4.</b> | <b>Suivi renouvelable : Indices de « fraction » renouvelable <math>F_{SER}</math> et <math>F_{dSER}</math>.....</b> | <b>34</b> |
| 3.4.1.      | Intérêt / Objectif poursuivi.....   | 34        |
| 3.4.2.      | Définitions.....  | 35        |
| 3.4.3.      | Définition et sens physique des indices.....  | 36        |
| 3.4.4.      | Calcul.....   | 37        |
| 3.4.4.1.    | $F_{SER}$ .....   | 38        |
| 3.4.4.2.    | $F_{dSER}$ .....  | 38        |
| 3.4.4.3.    | Conventions.....  | 39        |
| <b>3.5.</b> | <b>Audit de suivi « interne au périmètre du site ».....</b>   | <b>40</b> |
| 3.5.1.      | Objectif de l'audit de suivi.....   | 40        |
| 3.5.2.      | Modification de la structure du tableau des consommations.....  | 41        |
| 3.5.2.1.    | Prise en compte d'un usage entrant.....   | 41        |
| 3.5.2.2.    | Prise en compte d'un usage sortant.....   | 41        |
| 3.5.3.      | Ajustements.....  | 42        |
| 3.5.3.1.    | Causes d'ajustements conjoncturels.....   | 42        |
| 3.5.3.2.    | Causes d'ajustements structurels.....   | 42        |
| 3.5.4.      | Recoupement des indices $A_{EE}$ et $A_{CO_2}$ avec les pistes réalisées.....                                       | 43        |
| <b>3.6.</b> | <b>Evaluation approfondie intermédiaire.....</b>  | <b>43</b> |
| 3.6.1.      | Objectif de l'évaluation approfondie.....   | 43        |
| 3.6.2.      | Mise à jour de la structure du tableau de consommation.....   | 43        |
| 3.6.3.      | Mise à jour du plan d'amélioration et réévaluation de l'objectif.....   | 43        |
| <b>3.7.</b> | <b>Remise à niveau intermédiaire du plan d'action.....</b>  | <b>44</b> |
| <b>4.</b>   | <b>Audit externe au périmètre du site industriel.....</b>   | <b>45</b> |
| <b>4.1.</b> | <b>Intérêt/Objectif poursuivi.....</b>  | <b>45</b> |
| <b>4.2.</b> | <b>Détermination et suivi du « mapping <math>CO_2</math> ».....</b>   | <b>45</b> |
| 4.2.1.      | Détermination du mapping $CO_2$ .....   | 45        |
| 4.2.1.1.    | Critères à respecter par la méthode de mapping $CO_2$ :.....  | 46        |
| 4.2.1.2.    | Catégories de méthodes:.....  | 46        |
| 4.2.2.      | Brainstorming $CO_2$ en dehors du périmètre du site.....  | 48        |
| <b>4.3.</b> | <b><math>A_{MCO_2}</math> : Définition et calcul.....</b>   | <b>48</b> |
| 4.3.1.      | Sélection des projets.....  | 49        |
| 4.3.2.      | Calcul des émissions de $CO_2$ évitées par un projet et monitoring.....   | 51        |
| 4.3.2.1.    | Calcul des émissions de $CO_2$ évitées par un projet.....   | 51        |
| 4.3.2.2.    | Monitoring.....   | 52        |
| 4.3.2.3.    | Exemples.....   | 53        |
| 4.3.2.4.    | Remarques.....  | 53        |
| 4.3.3.      | Définition.....   | 54        |
| 4.3.4.      | Calcul de l'indice par rapport à l'année de référence.....  | 54        |
| <b>4.4.</b> | <b>Audit de suivi « externe au périmètre du site ».....</b>   | <b>54</b> |
| 4.4.1.      | Calcul de l'indice et reporting des actions.....  | 54        |
| 4.4.2.      | Communication.....  | 55        |
| 4.4.3.      | Agrégation par les fédérations.....   | 55        |

|  |           |
|--|-----------|
| 4.5. Rôle du Comité Directeur en lien avec l'audit externe au périmètre du site .....  | 56        |
| <b>5. Résumé des principales différences de méthodologie entre accords de branche de première et de deuxième générations .....</b>     | <b>57</b> |
| 5.1. Résumé des différences méthodologiques .....  | 57        |
| <b>6. Organisation générale des accords de branche de deuxième génération .....</b>  | <b>58</b> |
| 6.1. Introduction : Entrée dans les accords de branche de deuxième génération .....  | 58        |
| <b>6.2. Objectifs .....</b>  | <b>58</b> |
| 6.2.1. Objectifs contraignants en terme de résultats .....   | 58        |
| 6.2.2. Objectifs en terme de moyens/étude .....  | 59        |
| 6.2.2.1. Renouvelable .....  | 59        |
| 6.2.2.2. Audit externe hors périmètre du site .....  | 59        |
| 6.2.2.3. Roadmap sectorielle 2050 .....  | 59        |
| <b>6.3. Acteurs .....</b>  | <b>60</b> |
| 6.3.1. Sites industriels – entreprises .....   | 60        |
| 6.3.2. Auditeurs .....   | 60        |
| 6.3.3. Fédérations .....   | 60        |
| 6.3.4. Vérificateurs .....   | 61        |
| 6.3.4.1. Vérificateurs auprès des sites industriels .....  | 61        |
| 6.3.4.2. Vérificateurs auprès des fédérations .....  | 61        |
| 6.3.5. Expert technique .....  | 61        |
| 6.3.6. Gouvernement de la Wallonie .....   | 61        |
| 6.3.7. Comité Directeur .....  | 62        |
| <b>6.4. Contenu des rapports .....</b>   | <b>62</b> |
| 6.4.1. Canevas des rapports d' (des) audit(s) approfondi(s) émis par le site industriel .....  | 62        |
| 6.4.2. Canevas des rapports des audits de suivi (par le site industriel) .....   | 62        |
| 6.4.3. Canevas des rapports sectoriels (consolidation des audits de suivi par les fédérations) .....                                   | 64        |
| 6.4.3.1. Indice .....  | 68        |
| 6.4.4. Canevas des rapports d'audit « externe au périmètre du site » .....   | 70        |
| 6.4.5. Canevas des rapports de suivi « externe au périmètre du site » .....  | 71        |
| 6.4.6. Canevas des rapports sectoriels (consolidation des audits de suivi des mapping CO2 et des études SER par les fédérations) ..... | 71        |
| <b>7. Roadmap 2050 .....</b>   | <b>72</b> |
| 7.1. Objectif de la Roadmap sectorielle 2050 .....   | 72        |
| 7.2. Etude de pertinence à la Roadmap 2050 sectorielle .....   | 73        |
| 7.3. Contenu des études à réaliser dans le cadre de ces AdB2 .....   | 73        |
| 7.3.1. Contenu de l'étude de pertinence préalable à une roadmap sectorielle .....  | 73        |
| 7.3.2. Contenu de la roadmap sectorielle 2050 .....  | 73        |
| <b>7.4. Organisation générale liée à la roadmap sectorielle dans le cadre des accords de branche .....</b>                             | <b>74</b> |
| 7.4.1. Engagement .....  | 74        |
| 7.4.2. Réalisé par qui ? .....   | 74        |
| 7.4.3. Délai .....   | 74        |
| 7.4.3.1. Etude de pertinence préalable à la réalisation d'une roadmap sectorielle .....  | 74        |
| 7.4.3.2. Roadmap sectorielle 2050 .....  | 74        |

# 1. Introduction

Dans le cadre de ses obligations politiques d'« amélioration énergétique » adressées aux acteurs industriels, la Wallonie a conclu et mené des accords de branche (dits « de première génération ») avec un très grand nombre de fédérations industrielles depuis 1999. Ces accords vont bientôt arriver à leur terme. Durant la dernière décennie, le cadre environnemental général a fortement évolué, menant notamment à de nouvelles politiques et de nouveaux engagements définis dans un cadre Européen. La Wallonie a dès lors décidé de mettre en place de nouveaux accords de branche (logiquement dits « de deuxième génération ») devant courir jusqu'en 2020. Cette décision implique, d'une part d'améliorer la méthodologie des accords de branche de première génération sur base de l'expérience acquise en plus de dix ans d'application, et d'autre part d'y inclure les nouvelles obligations découlant du cadre environnemental général évoqué plus haut. Il est également entendu que la transition entre les accords de branche de première génération et ceux de deuxième génération doit pouvoir se faire de manière souple afin de permettre aux acteurs des premiers de s'inscrire dans les seconds sans remise en cause fondamentale des acquis.

Le but de la présente note est de décrire la méthodologie proposée pour ces accords de branche de deuxième génération.

L'enjeu essentiel reste la mise en place et le suivi d'une comptabilité analytique énergétique et les principes de base qui la sous-tendent restent ceux de la méthode EPS (Energy Potential Scan), initialement mise au point aux Pays-Bas avec le soutien de NOVEM (dès la fin des années 80), ensuite largement adaptée et modifiée par ECONOTEC pour son application en Wallonie (dès 1997), puis maintenant retravaillée par l'ICEDD et 3j-CONSULT pour servir de base aux accords de branche de deuxième génération.

Sur cette base, les principes généraux de l'accord de branche de deuxième génération sont toujours :

- La réalisation de nouveaux audits approfondis dans toutes les entreprises, ou tous les sites industriels, participant à cet accord. Ces nouveaux audits utilisent toujours une équipe énergie interne au site industriel concerné (« Energy Team »), travaillant en collaboration étroite avec un auditeur agréé.
- Une première étape d'audit constituant un diagnostic initial, une analyse des consommations énergétiques, qui prend la forme d'un tableau dit « ECA » (Energy Consumption Analysis), qui liste les vecteurs énergétiques utilisés par le site industriel étudié ainsi que les usages de ces vecteurs, qui établit des chiffres de référence, et qui définit une série d'indices ou d'indicateurs permettant de suivre les performances du site étudié par rapport à la référence définie.
- Une seconde étape d'audit définissant des cibles, des pistes d'amélioration, constituant la base de projets ou d'engagements chiffrés ainsi que d'un plan d'action.
- La consolidation au niveau des fédérations industrielles des résultats des entreprises ou sites industriels signataires qui en font partie.
- Un ensemble d'hypothèses et de méthodes communes à tous les acteurs, afin de parler tous le même langage.
- Une structure organisationnelle complète (auditeurs, vérificateurs, experts, comités directeurs...).

Une première différence avec les accords de branche de première génération consiste en l'expression d'indice d'amélioration en énergie primaire ( $A_{EE}$ ) et en émissions de  $CO_2$  ( $A_{CO_2}$ ) en lieu et place des indices d'efficacité  $I_{EE}$  et  $I_{GES}$  précédemment utilisés. Cette modification a pour but de rendre leur lecture plus intuitive ainsi que de mieux coller aux engagements Européens à l'horizon 2020, définis en termes d'amélioration. Ces indices restent la base d'engagements comprenant des obligations de résultat, comme dans le cadre des accords de branche de première génération.

Une deuxième différence avec les accords de branche de première génération consiste en l'ajout d'une série d'obligations de moyens, c'est-à-dire un engagement de réalisation d'étude et de suivi d'indicateur, sur trois domaines d'extensions:

- Energies Renouvelables: le premier objectif poursuivi est d'analyser les pistes de recours aux énergies renouvelables via l'audit et via différentes études de pré-faisabilité et de faisabilité. Les objectifs complémentaires sont d'inciter les entreprises à investir dans le domaine des énergies renouvelables et de quantifier ce recours aux énergies renouvelables via un indice  $F_{SER}$  (ainsi

qu'un indice complémentaire  $F_{dSER}$ ). Ces nouveaux indices sont indispensables à la Wallonie pour s'inscrire dans les engagements européens correspondants.

- Audit externe au périmètre du site : le premier objectif poursuivi est de déterminer les émissions de  $CO_2$  des différentes étapes tout au long du cycle de vie du (des) produit(s) du site via un mapping  $CO_2$  et d'analyser ainsi la chaîne de production via un audit « externe au périmètre du site ». Le deuxième objectif est de dégager des pistes d'actions de réductions des émissions de  $CO_2$  via des brainstormings  $CO_2$ . Et le troisième objectif est d'inciter à la mise en œuvre des actions de réduction des émissions de  $CO_2$  sur le cycle de vie via le calcul et le suivi d'un indicateur d'« Amélioration du mapping  $CO_2$  »  $A_{MCO_2}$ . Celui-ci analyse donc l'ensemble de la chaîne de production – distribution – utilisation – recyclage... de l'activité industrielle examinée, permettant de valoriser et de suivre les améliorations en dehors du périmètre du site industriel examiné.
- Roadmap sectorielle 2050 : l'objectif poursuivi ici est que les fédérations mènent et mettent à disposition de leurs entreprises membres en tant qu'outil une étude et une description de la vision de leur secteur en 2050, dans la perspective d'une société « bas carbone ». Préalablement à cette Roadmap, les fédérations doivent réaliser une étude de pertinence à la Roadmap pour ses différents sous-secteurs afin d'en analyser l'intérêt, les besoins et la faisabilité.

## 2. Délimitation de base – le périmètre du site industriel examiné

L'ensemble de cette méthodologie est défini pour l'examen d'un site industriel. Cette définition coïncide généralement avec celle d'entreprise mais elle peut en différer dans deux cas : si le site examiné englobe les activités de plusieurs entreprises, ou au contraire si le site examiné ne constitue qu'une partie de l'entreprise concernée.

La première notion à bien définir est celle du « périmètre » du site industriel examiné. C'est la délimitation de base, qui va engendrer un inventaire précis des équipements que ce périmètre entoure, équipements sur lesquels des actions directes peuvent être décidées, mises en œuvre et suivies par les acteurs du site concerné. Des actions peuvent également être mises en œuvre sur certains éléments extérieurs à ce périmètre mais elles sont comptabilisées séparément (voir notamment l'indice  $A_{MCO2}$  défini plus loin).

On définit le périmètre du site industriel examiné comme la limite qui entoure les divers constituants de l'activité industrielle, tous situés sur le site ou directement reliés à ce site. Ces principaux constituants sont (voir figures ci-après) :

- les installations de production, y compris les installations de préparation ou de traitement des matières premières, des combustibles et des produits finis, et les éventuelles installations de stockage et de traitement des déchets ;
- les installations de production d'utilités servant au site (production de chaleur, d'air comprimé, d'électricité ...)
- les bâtiments de toutes natures nécessaires au fonctionnement du site (halls, bureaux, structures et abris divers).

Le périmètre est une délimitation imaginaire et conventionnelle qui doit rester fixe et constante pendant toute la durée de l'accord de branche. Sa définition ne correspond pas nécessairement toujours à une sorte de « périmètre physique » c'est-à-dire la « ligne » entourant les installations du site industriel concerné : certaines installations internes au site peuvent être exclues du périmètre, et à l'inverse certaines installations situées en-dehors du périmètre physique doivent être incluses au périmètre défini.

Pour fixer le périmètre, on s'inspirera des notions de base suivantes :

- Sont exclues du périmètre du site étudié les installations (appartenant généralement à d'autres opérateurs) dont les acteurs du site concerné ne disposent PAS des chiffres de consommation ET des chiffres de production, et/ou les installations vis-à-vis desquelles les acteurs du site n'ont pas de possibilité d'action ou de décision directes ;
- Sont incluses au périmètre les installations :
  - qui ont un lien DIRECT avec le fonctionnement du site, qui ont été acquises ou mises en œuvre, à titre principal en tout cas, dans le but de servir le site concerné (même elles appartiennent à un partenaire et même si ces installations servent aussi d'autres opérateurs à titre annexe) ;
  - et pour lesquelles les acteurs du site étudié peuvent bien accéder de manière fiable aux chiffres de consommation ET de production (même si l'exploitation de ces installations n'est pas aux mains des acteurs du site).

Ainsi, une chaudière à vapeur ou une installation de cogénération installées sur le site, physiquement situées au milieu des équipements de production mais exploitées par un opérateur extérieur, seront considérées comme internes au périmètre si leurs chiffres de consommation ET de production (en unités physiques) sont accessibles aux acteurs du site industriel examiné, et ces mêmes installations seront considérées comme externes au périmètre si ces chiffres ne sont pas tous accessibles (l'exemple le plus fréquent de ce cas se rencontre lorsque l'opérateur ne rend accessible au site QUE ses chiffres de production, ce qu'il vend au site en question, alors que ses chiffres de consommation de ressources ne sont pas accessibles, par exemple dans le cas d'une externalisation des « utilities »).

Suivant le même raisonnement, pour bien montrer que le périmètre ne correspond pas nécessairement à une limite physique, une installation physiquement située en-dehors du site examiné (et même parfois assez éloignée) peut être inclue au périmètre, qu'elle soit opérée par les acteurs du site examiné ou par un opérateur extérieur, SI son existence est directement liée au site examiné (elle a été acquise ou mise en place essentiellement pour servir le site) ET SI ses chiffres de consommation ET de production sont

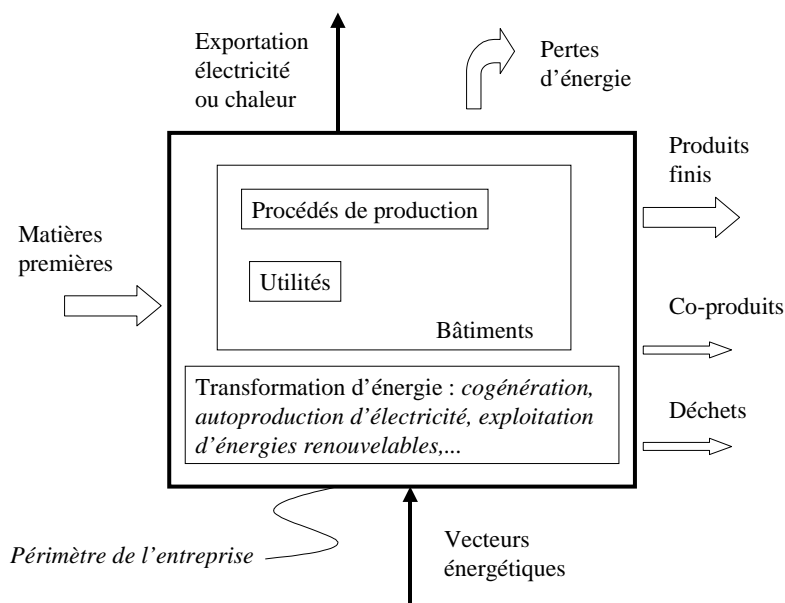
accessibles aux acteurs du site. Ce pourrait par exemple être le cas d'une éolienne « spécifique » implantée en-dehors du site pour bénéficier de conditions de vent optimales. Ce serait encore le cas pour les équipements de pompage d'eau de source d'une société d'embouteillage d'eau, même si les équipements de pompage sont physiquement situés à des kilomètres de l'usine d'embouteillage elle-même. Mais ce ne serait PAS le cas pour un parc d'éoliennes dans lequel les acteurs du site ne possèderaient que des parts financières, ce parc n'ayant pas été mis en place à fin essentielle d'alimenter le site étudié.

Les figures suivantes illustrent de manière schématique ces notions. Avant de les aborder, précisons une convention générale pour tout ce qui a trait à la méthode EPS et à l'ensemble de cette méthodologie : le périmètre du site industriel examiné est soumis à un double « flux » entrant et sortant : un flux de « matières », toujours représenté horizontalement (les matières premières entrant dans le périmètre par la gauche et les produits finis, coproduits ou déchets sortant du périmètre par la droite) ; et un flux de « vecteurs énergétiques » représentés verticalement (les vecteurs approvisionnés entrant dans le périmètre par le bas et les énergies exportées ou les pertes énergétiques sortant du périmètre par le dessus).

NB : les notions de « vecteurs » énergétiques sont définies plus loin.

La figure 1 illustre le cas d'installations de transformation d'énergie incluses au périmètre du site industriel, supposant que leurs chiffres de consommation ET de production sont connus du site.

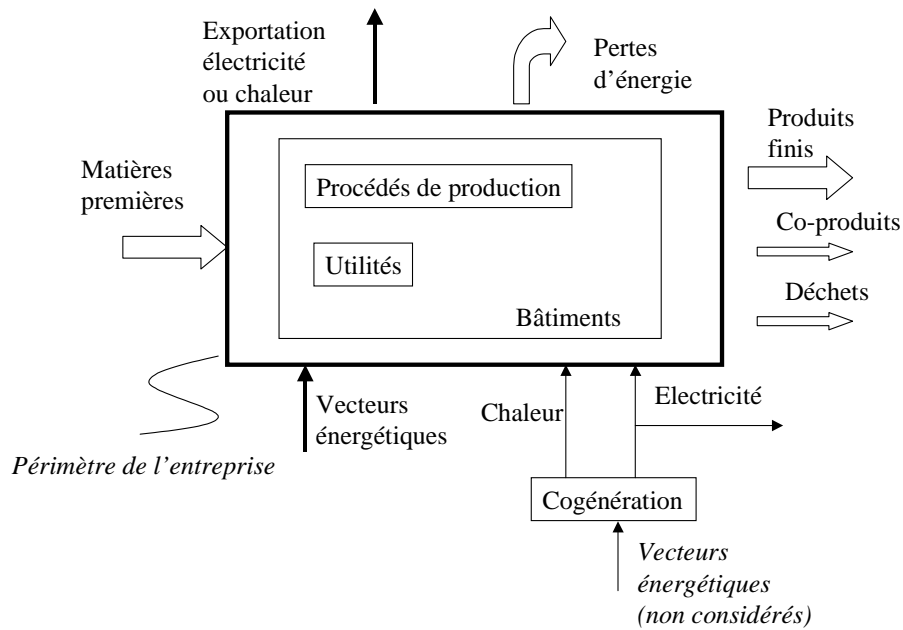
Figure 1



La figure 2 illustre le cas d'une installation de cogénération NON incluse au périmètre car seuls ses chiffres de production sont connus, les chiffres de consommation étant inaccessibles au site.



Figure 2



Pour définir le périmètre en cas de doute ou d'interprétation possible, on peut également se référer au principe de base suivant : le périmètre doit se définir de façon telle que les performances énergétiques du site industriel examiné (*matérialisées au minimum par les indices  $A_{EE}$  et  $A_{CO_2}$  – voir introduction ainsi que définitions détaillées plus loin*) soient le moins possible influencées par des décisions ou événements qui ne sont pas du ressort des acteurs du site industriel concerné, et que tout effort en matière d'exploitation ou de récupération d'énergie pratiqués par les acteurs sur leur site leur soit bien crédité.

Le **périmètre** étant défini, on peut maintenant différencier deux parties d'audit ou de diagnostic à réaliser concernant les sites industriels examinés : la partie interne au périmètre et la partie externe à ce périmètre.

### 3. Audit interne au périmètre du site industriel

#### 3.1. Diagnostic initial : analyse des consommations énergétiques

Comme dans toute démarche d'audit, le travail commence par une étape de diagnostic de la situation existante, en l'occurrence ici une analyse des consommations énergétiques. Dans le cadre de la méthode EPS, donc de la présente méthodologie, cette analyse est dénommée « ECA (Energy Consumption Analysis) » et elle débouche sur l'établissement d'un tableau des consommations. Dans ce tableau apparaîtront différentes notions, qu'il importe d'abord de bien définir.

##### 3.1.1. Définitions et structure du tableau des consommations

Schématiquement, le tableau des consommations comprend des lignes et des colonnes et représente les consommations d'énergie du site pendant une année complète qui sera choisie comme référence. Les colonnes représentent chacune un vecteur énergétique, les lignes représentent chacune un usage énergétique. Les cases situées à leur intersection sont remplies par des chiffres de consommation qui sont répertoriés en énergie finale, qui seront par la suite transformés en énergie primaire et en émissions équivalentes de CO<sub>2</sub> (et si besoin en unités monétaires – euro)

Toutes les notions citées ci-dessus vont maintenant être définies et explicitées.

##### 3.1.2. Vecteurs énergétiques

La notion de vecteur énergétique a été introduite dans la définition du périmètre. Les vecteurs énergétiques sont les différentes « formes d'énergie » pénétrant le périmètre du site (par le bas, suivant la convention des figures 1 et 2). Il est très important d'établir que l'analyse des consommations énergétiques se focalise sur les flux « verticaux » (énergétiques) des figures 1 et 2 et ne considère PAS (sauf exception – voir plus bas) les flux « horizontaux » (matières).

Les vecteurs énergétiques peuvent eux-mêmes appartenir à différentes catégories.

###### 3.1.2.1. Energies approvisionnées

Les énergies approvisionnées sont les vecteurs énergétiques qui proviennent de l'extérieur du périmètre du site, qui le traversent en y entrant, et qui sont utilisés ou consommés à l'intérieur de ce périmètre tels quels (càd sans subir de transformation). Il s'agit principalement de l'électricité et des combustibles au sens large du terme (fuel, gaz, charbon... ou encore écorces de bois, farines animales...). Ils ne sont pris en compte que s'ils sont consommés en quantité « suffisante » (on néglige habituellement les vecteurs qui représentent moins de 1% de la facture énergétique annuelle globale du site industriel).

Alors que dans les accords de branche de première génération, certains vecteurs « non énergétiques » comme l'eau de ville, l'eau de rivière, l'eau de puits, certains gaz spéciaux... étaient considérés dans la liste des « énergies approvisionnées » afin de profiter du diagnostic pour les inventorier, ce type de « vecteur » ne devra plus être pris en compte dans les accords de branche de deuxième génération de manière à cantonner l'analyse à la seule problématique énergétique.

Il faut noter ici une particularité spécifique à l'électricité autoproduite à partir d'énergies renouvelables : il faut la considérer comme un vecteur énergétique approvisionné distinct de celui de l'électricité achetée au réseau, qui doit donc faire l'objet d'une colonne distincte dans le tableau ECA mais cependant toujours incluse à la catégorie des « énergies approvisionnées ». Cette particularité est rendue nécessaire par le traitement spécifique des sources d'énergie renouvelable dans le cadre de l'accord de branche de deuxième génération (voir plus loin).

Le « contenu énergétique » des énergies approvisionnées est quantifié en énergie finale. Afin de rendre compte de façon claire et précise des consommations d'énergie du site industriel, il faut, là où c'est nécessaire, utiliser des unités énergétiques et non nécessairement physiques : on utilise ainsi très généralement des kWh (kilowattheure) pour l'électricité, on doit utiliser, par exemple, des GJs (Gigajoule en pouvoir calorifique supérieur), des GJi (Gigajoule en pouvoir calorifique inférieur) ou des kWh pour le gaz naturel (en lieu et place des m<sup>3</sup> ou Nm<sup>3</sup>) ou pour le bois et pour le charbon (en lieu et place des kg, stères ou tonnes). En effet, le pouvoir calorifique de ces combustibles par unité physique peut varier (en fonction de l'origine de l'approvisionnement ou de la période de l'année pour le gaz naturel, en fonction de l'humidité pour le charbon ou le bois. Par contre, pour les combustibles pour lesquels de telles variations sont inexistantes ou négligeables, on peut utiliser les unités physiques usuellement employées par les acteurs du site industriel (ex : des litres, kg ou tonnes pour le gasoil ou pour le fuel lourd)

On comptabilise alors dans le tableau ECA les quantités de ces énergies approvisionnées qui sont consommées et facturées sur le site, à l'intérieur du périmètre étudié, au cours d'une année de référence.

### 3.1.2.2. Matières énergétiquement valorisées

Comme exposé plus haut, les « matières premières » ou flux horizontaux des figures 1 et 2 ne sont pas considérés dans la présente analyse. Cette règle générale admet cependant des exceptions, qu'il importe de bien définir et délimiter, et qui apparentent certaines parties ou sous-produits de matières premières à des énergies approvisionnées.

Tout d'abord, il existe des matières premières dont la nature coïncide avec celle de « combustible ». A titre d'exemple, de manière non exhaustive, on peut citer le cas du gaz naturel (CH<sub>4</sub>) entrant dans la fabrication d'ammoniac (NH<sub>3</sub>) en industrie chimique ou encore celui du charbon entrant dans la fabrication du coke en sidérurgie. La règle à suivre consiste alors à n'incorporer dans la liste des vecteurs énergétiques QUE la part de ces vecteurs qui intervient dans la production d'énergie, dans des installations propres de combustion, EN EXCLUANT la part intervenant dans le processus de fabrication. Dans les exemples cités plus haut, la part de gaz naturel entrant dans des unités de production de chaleur sera comptabilisée en tant que vecteur énergétique, alors que la part entrant dans le réacteur chimique produisant l'ammoniac ne sera PAS comptabilisée dans la présente analyse. Pour ce qui est du charbon entrant dans une cokerie, s'il est intégralement utilisé dans les fours de production de coke, il ne sera PAS comptabilisé comme vecteur énergétique, mais si une partie de ce charbon est utilisée comme combustible dans une chaudière propre, cette seule partie sera bien comptabilisée dans la présente analyse (habituellement sous forme de gaz de coke dans ce cas précis).

Ensuite, il arrive que des matières premières ou matières entrantes (en flux « horizontal », donc) soient transformées (mécaniquement, physiquement ou chimiquement) en « sous-produits énergétiques » qui sont utilisés par le site comme des vecteurs énergétiques dans des installations propres, et ne soient donc pas utilisées telles quelles dans le processus de fabrication. Les sous-produits en question doivent alors être considérés comme vecteurs énergétiques à part entière. Notons au passage que la prise en compte de ces matières dans les vecteurs énergétiques constitue une différence entre les accords de branche de première génération (où elles n'étaient généralement pas comptabilisées) et les accords de branche de deuxième génération (où elles le sont). On peut par exemple ranger dans cette catégorie les écorces de bois faisant partie de la matière première intervenant dans la fabrication de la pâte à papier : ces écorces sont un sous-produit obtenu mécaniquement à partir de la matière première entrante (les arbres) et elles sont valorisées en tant que vecteur énergétique (dans des chaudières spécifiques) et non introduites dans le processus de fabrication lui-même. On peut encore citer le cas de la « liqueur noire » intervenant dans le procédé « Kraft » de fabrication de la pâte à papier : il s'agit bien d'un sous-produit de la matière première (le bois), obtenu par transformation chimique à partir de la matière première et traité en tant que combustible dans des installations (chaudières) distinctes des machines de production. Il importe cependant de bien noter que, comme dans la définition du périmètre, la prise en compte de ces « matières énergétiquement valorisées » implique d'en connaître les chiffres de consommation : dans le cas où ces chiffres ne sont pas connus, les acteurs du site industriel doivent les estimer de la manière la plus précise possible dans un premier temps, puis, le plus rapidement possible, mettre en place des moyens de comptage appropriés.

Il est très important de noter que la notion de « matière énergétiquement valorisée » implique la présence de matière au sens physique, palpable, du terme. Ainsi, un processus de fabrication exothermique, dont un sous-produit est de la chaleur, ne mène PAS à la prise en compte d'un vecteur énergétique car la chaleur en question n'est PAS une matière. Cela ne veut toutefois pas dire que cette énergie n'est pas comptabilisée car très généralement la récupération en question se fait sous forme d'utilité (voir plus loin), mais cela veut dire que la chaleur en question n'est pas comptabilisée via une « matière énergétiquement valorisée ». A titre d'exemple, on peut citer la fabrication d'acide sulfurique, impliquant la récupération de chaleur de l'oxydation du soufre en SO<sub>2</sub> et SO<sub>3</sub>, qui ne conduit pas à considérer le soufre comme une matière énergétiquement valorisée. Dans certains cas, procéder de cette façon peut nécessiter des corrections ou ajustements (voir plus loin).

Comme pour les énergies approvisionnées, le « contenu énergétique » des matières énergétiquement valorisées est quantifié en énergie finale, en unités énergétiques le plus souvent et en tout cas là où c'est nécessaire (càd là où aucune confusion possible n'existe quant à l'énergie associée à une unité physique). On utilise très généralement pour ce faire le pouvoir calorifique supérieur ou inférieur (en GJs ou GJi) lié à la combustion des matières en question. Seuls les cas où aucune variation importante du contenu énergétique d'une unité physique ne peut exister autorisent l'emploi d'unités physiques non énergétiques (comme des kg ou des m<sup>3</sup>).

### 3.1.2.3. Utilités

La troisième grande catégorie de vecteurs énergétiques est celles des utilités. Attention, il ne s'agit pas des « utilités » au sens anglo-saxon du terme (qui comprennent tous les éléments « hors processus » donc aussi les énergies approvisionnées). Il s'agit ici des vecteurs énergétiques généralement issus de transformations : ils ne sont pas approvisionnés tels quels depuis l'extérieur du périmètre du site industriel mais bien produits, à l'intérieur du périmètre, à partir d'énergies approvisionnées, de matières énergétiquement valorisées ou de sources renouvelables. Une seconde condition à remplir pour que de tels vecteurs soient considérés comme utilités dans la présente analyse est qu'ils soient distribués à plusieurs utilisateurs (consommateurs) du site. Insistons sur le fait que les conditions doivent toutes deux être remplies pour qu'on puisse bien, conventionnellement, parler d'utilité.

Ainsi par exemple, de la vapeur, de l'eau chaude ou de l'air comprimé produits dans des chaudières utilisant des combustibles ou dans des compresseurs utilisant de l'électricité, seront considérés comme des utilités si leur produit (vapeur, eau chaude, air comprimé) est consommé par plusieurs utilisateurs, en principe raccordés à un réseau. Dans le cas où un seul consommateur utilise le vecteur produit, le vecteur en question ne sera PAS considéré comme une utilité (dans un tel cas, l'ensemble de l'équipement consommateur de vapeur ou utilisateur d'air comprimé sera simplement affecté de sa consommation en énergie approvisionnée (respectivement combustible et électricité)).

Il est possible qu'un vecteur énergétique se retrouve à la fois dans les « énergies approvisionnées » et dans les « utilités ». On peut en effet imaginer, en tant qu'exemple théorique, un processus qui s'approvisionnerait en méthane (gaz naturel) depuis l'extérieur (énergie approvisionnée) et qui produirait également du méthane à partir d'un réacteur interne pour le distribuer à plusieurs utilisateurs. Dans un tel cas, il est nécessaire de créer DEUX vecteurs distincts bien que de même nature : un classifié en « énergies approvisionnées » et l'autre en « utilités ».

Ce cas de « double » vecteur de même nature se retrouve surtout pour l'électricité qui peut à la fois être achetée par le site industriel (depuis le réseau habituel) ET autoproduite au sein de son périmètre, soit via des sources renouvelables (solaire photovoltaïque par exemple), soit via une installation de cogénération, soit via des groupes électrogènes, soit encore via une récupération (turbines fonctionnant grâce à de la vapeur issue de récupération thermique, par exemple). Dans un tel cas, le tableau des consommations comprendra une colonne « électricité achetée » en « énergies approvisionnées », une éventuelle colonne « électricité autoproduite à partir de SER » en « énergies approvisionnées » si tel est bien le cas (voir plus haut), mais aussi une autre colonne « électricité » en « utilités ». Ce n'est alors que dans cette seule colonne « utilité » que la répartition du total de toute l'électricité consommée sur le site entre les usages sera effectuée.

Contrairement au cas des énergies approvisionnées ou des matières énergétiquement valorisées, le « contenu énergétique » des utilités en énergie finale n'est pas déterminé directement à partir des factures ou de la comptabilité du site examiné. Il faut en effet recourir à un calcul qui, au départ :

- des quantités d'énergie approvisionnée ou de matière énergétiquement valorisée utilisées pour produire l'utilité,
  - du contenu énergétique en énergie finale de ces vecteurs,
  - et de la quantité d'utilité produite,
- évalue le contenu énergétique en énergie finale de l'utilité concernée, qui devient un paramètre propre au site examiné et qui très généralement varie chaque année.

### 3.1.3. Usages énergétiques (Production, Bâtiment, Utilités)

Les usages énergétiques sont les utilisateurs ou consommateurs d'énergie au sein du périmètre défini.

On distingue trois catégories d'usage.

#### 3.1.3.1. La production

Cette catégorie regroupe l'ensemble des utilisateurs d'énergie qui ne sont liés qu'au processus de fabrication dans son ensemble ; on y trouve les machines de production, de manutention, de préparation, de traitement de gaz ou d'effluents divers, de maintenance, ...etc.

On comprend aisément que le poste « production » doit être subdivisé en sous-ensembles, dont les principaux sont les constituants physiques des équipements de production du site industriel (stockage matières, traitement préparatoire, ligne A, ligne B, préparation produit, emballage, stockage...).

Mais la prise en compte des différents sous-ensembles ne doit pas concerner que les seuls constituants physiques. En effet, pour obtenir des indicateurs fiables, la subdivision opérée doit permettre de rendre compte de l'évolution des performances énergétiques du site indépendamment de facteurs perturbateurs qui pourraient influencer la consommation d'énergie sans toutefois constituer la marque d'une amélioration ou d'une dégradation de l'efficacité énergétique des procédés examinés. On doit donc aussi tenir compte des « familles de produit », des « régimes de production » ou du « product mix », notions qui concernent des productions différentes pouvant émaner d'un même équipement de production. En pratique, dans de tels cas, on doit multiplier l'usage correspondant à l'équipement concerné autant de fois qu'il existe de familles de produit et on doit affecter à chaque usage la part de la consommation de l'équipement qui lui revient. Attention : cette distinction entre familles de produit n'est nécessaire QUE SI les consommations d'énergie par « unité produite » (consommations spécifiques) sont suffisamment différentes entre familles de produit (plus de 3% en tout cas) ET SI la répartition des quantités produites entre les différentes familles peut effectivement varier d'une année à l'autre d'une manière suffisante, et qui ne dépend pas du pouvoir des acteurs du site.

Exemple : si deux produits peuvent être réalisés sur un même four mais à des températures différentes :

- On crée deux usages correspondant au seul four, donc deux familles de produit distinctes, si les températures de production du four sont suffisamment différentes entre familles et si la répartition entre produit « chaud » et produit « froid » varie suffisamment d'une année à l'autre, par exemple parce qu'elle dépend de demandes variables du marché.
- Mais on ne fait pas cette distinction (et on ne conserve donc qu'un seul usage « four ») si les consommations spécifiques du four pour les deux produits, même à des températures différentes, sont très proches, ou si la proportion entre les quantités des deux familles produites est caractérisée par un ratio invariable.

*Attention* : les opérations de subdivision décrites plus haut sont très importantes et ont une grande influence sur la pertinence et la précision des indicateurs énergétiques.

#### 3.1.3.2. Les bâtiments

Cette catégorie concerne les usages d'énergie qui n'ont trait qu'à l'enveloppe des bâtiments du site industriel, et qui servent à maintenir dans ces bâtiments des conditions permettant au personnel d'y

travailler ; on y trouve le chauffage, le conditionnement d'air, l'éclairage, la ventilation (pour des raisons autres que le processus lui-même), ...etc.

Ici aussi, le niveau de subdivision choisi peut être important et doit être défini suffisamment finement, en tout cas si ce type de consommation représente un total important en valeur absolue (et même s'il est faible en valeur relative). De manière générale, on veillera à différencier les zones de bâtiments présentant des usages différents (bureaux, halls de stockage climatisés, entrepôts, halls de production, abris ouverts...).

### 3.1.3.3. Les utilités

Cette dernière catégorie s'intéresse aux équipements producteurs des utilités au sens défini ci-dessus.

Rappelons bien qu'il ne s'agit PAS des « équipements d'utilités » tels qu'ils sont parfois définis dans le vocabulaire industriel : ainsi, par exemple, les systèmes d'épuration, de pompage ou d'extraction centralisés de certains processus, parfois appelés « utilités » doivent bien ici être considérés comme des usages de type « production ».

Même s'il peut paraître étrange de retrouver les mêmes utilités aussi bien en « vecteurs » (colonnes du tableau des consommations) qu'en « usages » (lignes du tableau), cette « double » prise en compte est bien nécessaire. En effet, dans le diagnostic à porter sur les utilités, il faut aussi bien incorporer les quantités d'énergies approvisionnées nécessaires pour les produire, que les quantités d'utilité consommées par chaque usage. C'est d'ailleurs cette double prise en compte qui confère aux utilités une nature particulière : quand on veut y apporter une amélioration, on peut jouer sur deux aspects : le mode de production (exemple : une chaudière vapeur à meilleur rendement) et la consommation (des utilisateurs vapeur moins gourmands).

### 3.1.3.4. Notion d'indicateur d'activité

Etant donné que le diagnostic posé doit in fine permettre de définir des consommations spécifiques (ou consommation d'énergie par « unité produite »), il est très important que chaque usage soit caractérisé par un indicateur vraiment représentatif du niveau d'activité de l'usage en question. Seule cette notion permet de prendre en compte de manière suffisamment fine les variations d'activité d'un site industriel.

On doit en effet considérer que rapporter l'ensemble de la consommation d'un site uniquement aux quantités fabriquées de produits finis n'a pas de sens alors que la consommation de certains usages ne dépend pas, ou pas directement, de ce volume global de production : certains usages ne dépendent pas du tout du volume de production (l'éclairage ou le chauffage, par exemple) et certains usages dépendent de paramètres physiques qui peuvent ne pas être directement liés aux volumes de produits finis eux-mêmes mais à d'autres grandeurs (exemple : une phase de préparation « liquide » dépendant du nombre de m<sup>3</sup> de pré-produit plutôt que du poids, du tonnage de produit fini).

On veillera donc à ce que l'indicateur d'activité de chaque usage ait une nature spécifique, qui représente le mieux possible le niveau d'activité de l'usage décrit. Et on veillera également à ce qu'il s'exprime en une unité physique (que les opérateurs du site peuvent choisir à leur guise) utilisable en pratique et effectivement mesurable, c'est-à-dire définie au sein du système d'information du site industriel examiné. Il n'est pas nécessaire que cette unité soit « standard » ou compréhensible par des acteurs extérieurs au site sans explication, sa compréhension claire et sans équivoque par les acteurs du site est seule nécessaire.

Trois remarques importantes doivent être émises :

- Un seul indicateur d'activité doit être fixé par usage, pas plusieurs.
- Il est nécessaire que les indicateurs d'activité choisis soient traçables (définis au sein du système d'information) mais il ne faut pas se limiter aux seules unités traçables dans le choix des indicateurs d'activité : en effet, ceci pourrait avoir comme conséquence de ne pas rendre

correctement compte de l'activité d'un usage (comme déjà dit, tout ne peut être lié aux tonnes finales produites, même si on n'enregistre que ce seul indicateur dans la comptabilité du site). S'il s'avère qu'un indicateur non traçable est nécessaire à correctement rendre compte de l'évolution des consommations, il appartient au site de mettre en place le « traçage » de cet indicateur dans le cadre de l'accord de branche.

- Dans le cas des bâtiments, le fait de considérer un indicateur d'activité « non variable » en dehors de travaux ou modifications (les m<sup>2</sup>, indicateur quasiment toujours choisi pour ce type d'usage), ne veut pas dire qu'on ne tient pas compte des facteurs influant sur leur consommation : on verra plus loin que des corrections climatiques (« degrés.jours » par exemple) peuvent alors être utilisées. De plus, si un site améliore ses bâtiments sans en modifier la surface, travailler avec des m<sup>2</sup> comme indicateur d'activité permettra bien d'en rendre compte.

### 3.1.4. Établissement du contenu du tableau des consommations

Maintenant que les lignes et les colonnes du tableau des consommations sont définies, il faut « remplir » ce tableau en indiquant dans les cellules composant le tableau des chiffres de consommation et des indicateurs d'activité annuels correspondant à une année de référence.

#### 3.1.4.1. Année de référence

La première étape est de déterminer une année de référence. Il est préférable que les chiffres de consommation du tableau correspondent à une année civile complète (notion parlante d'un point de vue comptable) et que cette année soit fixée comme référence, identique pour toutes les fédérations et sites industriels intégrant l'accord. Pour les accords de branche de deuxième génération, c'est **l'année 2005** qui est fixée comme nouvelle année de référence, par rapport à laquelle les performances des sites industriels et des fédérations jusque 2020 seront examinées/comparées.

Le choix de cette année résulte du recouvrement de plusieurs critères :

- Faciliter la conciliation intersectorielle ;
- Faciliter la comparaison avec l'année de référence pour le paquet Energie-Climat et les « Emission Trading Schemes » ;
- Mettre en évidence les efforts du passé et faire le lien avec les accords de branche de première génération.

Pour les sites industriels ne disposant pas de données précises d'audit pour l'année 2005 mais bien pour une autre année, il est nécessaire de « reconstituer » les caractéristiques de l'année 2005 (principalement les consommations ou émissions spécifiques – voir plus loin, définition des indices), qui serviront de référence, sur base d'informations correspondantes disponibles pour d'autres années et sur base des résultats des accords de branche de première génération.

Dans le cas de sites industriels ne disposant pas de chiffres pour 2005 parce que le démarrage de leur activité est postérieur à cette date ou parce qu'une modification majeure de leur structure / outil s'est produite postérieurement à cette date, on utilisera comme année de référence la première année de fonctionnement normal du site pour laquelle des données sont disponibles. On pourrait craindre que cette façon de faire induise des distorsions dans la prise en compte « consolidée » des chiffres incombant aux fédérations (prise en compte de « bases inégales » pour leurs différents membres) mais deux réponses peuvent être apportées à cette crainte :

- D'une part, au moment de la fixation des objectifs à remplir par une fédération industrielle (en début d'accord de branche de deuxième génération, via les audits approfondis décrits ici), le fait de partir d'années de référence éventuellement différentes (mais en pratique situées entre 2006 et 2012) pour certains membres n'aura pas d'influence sur la qualité des objectifs fixés ;
- Et d'autre part, dans la suite de l'évolution de l'accord de branche, si des « nouveaux entrants » rejoignent les rangs des membres de la fédération associés à l'accord de branche et si l'incorporation de ces nouveaux entrants (éventuellement avec une année de référence différente de 2005) influence l'objectif global à atteindre, la fédération pourra toujours l'expliquer et tenir compte de facteurs de correction dans la détermination de ses objectifs.

Un dernier cas peut encore se produire mais il doit rester une exception : il se peut que le site audité, bien qu'existant déjà en 2005 et n'ayant pas subi de modification structurelle majeure depuis lors, ne puisse pas, de manière raisonnable, déterminer ni reconstituer les chiffres de consommation de 2005, ou il se peut que cette reconstitution ne donne visiblement pas satisfaction. Dans un tel cas, il peut être exceptionnellement autorisé de ne pas établir les consommations et émissions spécifiques de l'année de référence (2005) mais plutôt celles d'une année postérieure, généralement celle où l'audit approfondi initial est réalisé. Attention au fait que même dans ce cas, c'est bien 2005 qui reste l'année de référence, et la procédure de suivi des indices d'amélioration en efficacité énergétique ou en émissions de CO<sub>2</sub> doit alors être adaptée (voir plus loin – chapitre 3.3.1.3).

Cette situation peut par exemple se produire si aucun personnel spécialisé pouvant analyser les consommations en 2005 n'est plus présent sur le site, si une reconstitution de 2005 mène à des erreurs ou à des imprécisions trop importantes, ou encore si les données chiffrées de subdivision entre usages en 2005 ne sont plus accessibles au sein du site. Insistons cependant encore une fois sur le caractère exceptionnel de cette dérogation, qui ne peut de toute façon être octroyée que par le Comité Directeur, sur la base d'une demande circonstanciée et justifiée.

#### 3.1.4.2. « Remplissage » du tableau

La première étape de l'opération de remplissage consiste à déterminer les cases du tableau qui resteront vides. En effet, chaque usage ne consomme pas nécessairement chaque vecteur et il est donc normal que certaines cases restent vides.

Ensuite, il faut indiquer en dernière ligne de chaque colonne des vecteurs « énergies approvisionnées » et « matières énergétiquement valorisées » les valeurs « comptables » ou « factures » des vecteurs concernés. *Attention* : comme déjà exprimé lors de la définition des vecteurs énergétiques, il s'agit bien d'indiquer les totaux, pour l'année de référence, en énergie finale. Et il ne s'agit bien que des énergies approvisionnées et des matières énergétiquement valorisées, PAS des utilités.

Pour être considéré comme satisfaisant, le travail de « remplissage » du tableau ou de reconstitution des chiffres de consommation individuels par chacun des usages devra donner des totaux « calculés » qui égalent les totaux « comptables » ou « factures » correspondants évoqués ci-dessus. Dans la plupart des cas, la première évaluation du total calculé diffère quelque peu du total « factures ». On doit alors revoir les évaluations par itérations successives jusqu'à arriver à une différence de max. 2%, l'égalité finale s'obtenant alors soit par une dernière correction aux calculs effectués soit par une répartition de la différence restante entre les usages. En pratique, ces totaux calculés seront notés en avant-dernière ligne des vecteurs « énergies approvisionnées » et « matières énergétiquement valorisées ».

En ce qui concerne maintenant l'obtention des chiffres de consommation en unités d'énergie finale à indiquer dans les cases non vides du tableau des consommations, différentes méthodes sont à mettre en œuvre (mesures et compteurs, calculs complets ou simplifiés, reconstitutions...). Ces méthodes ont notamment été décrites de manière relativement exhaustive dans le document « Aide à la mise en place d'une comptabilité analytique des fluides et énergies – manuel CAFE » (ce manuel est consultable via le site internet [energie.wallonie.be](http://energie.wallonie.be)).

### 3.1.5. Traitement de questions particulières

Les principes généraux illustrés plus haut ne permettent pas toujours de répondre à certaines questions spécifiques à un site industriel. Le but de cette section est d'évoquer un certain nombre de ces questions particulières ou spécifiques et de préciser de quelle manière il conviendra de les traiter dans le cadre des accords de branche de deuxième génération.

#### 3.1.5.1. Exportation d'énergie excédentaire

Il arrive que le site industriel « exporte » (vende ou cède) certaines quantités de vecteurs énergétiques à l'extérieur : ces quantités traversent alors le périmètre du site dans le sens intérieur – extérieur alors que



les énergies approvisionnées et les matières énergétiquement valorisées le traversent dans le sens extérieur – intérieur.

Ces cas doivent être traités de façon différente suivant la nature du vecteur exporté.

*Remarque* : les entreprises historiquement exportatrices d'électricité et les entreprises désireuses d'installer une cogénération avec export d'une partie de la production, si l'exportation induit une dégradation des indices, ont le loisir de demander au Comité Directeur de faire appel à l'expert technique. Ce dernier validera, si nécessaire, une méthode de calcul adaptée à la particularité de l'entreprise.

#### 3.1.5.1.1. *Exportation d'énergies approvisionnées*

Dans ce cas, on incorpore simplement au périmètre du site concerné la différence entre la quantité d'énergie approvisionnée et la quantité exportée. Le tableau des consommations décrivant le périmètre concerné ne « traite » donc que cette différence.

*Exemple* :

Soit un site industriel qui achète 150.000 kWh d'électricité (et n'en produit pas, de quelque façon que ce soit). Si ce site exporte une quantité d'électricité de 22.000 kWh vers un utilisateur voisin, le tableau des consommations ne doit considérer qu'une quantité globale de 128.000 kWh en avant-dernière et dernière lignes de la colonne « électricité » du tableau ECA, qui correspond bien la quantité d'électricité globale consommée au sein du périmètre.

Il est également possible (et souvent conseillé) de procéder autrement pour traiter ce cas : au lieu de ne comptabiliser dans le tableau ECA que la différence entre l'énergie approvisionnée et la quantité exportée comme expliqué plus haut, on peut maintenir le chiffre total approvisionné en avant-dernière et dernière lignes du tableau ECA mais incorporer au tableau un nouvel usage « export » (catégorie d'usages apparaissant au même niveau que les catégories production, bâtiments ou utilités). Cette méthode revient bien entendu au même mais elle offre l'avantage d'uniformiser le traitement de ces situations avec ce qui est préconisé dans le cas des utilités (voir plus bas).

#### 3.1.5.1.2. *Exportation de matières énergétiquement valorisées*

Ce cas se traite exactement de la même façon que celui des énergies approvisionnées.

*Exemple* :

Soit un site industriel qui valorise une partie de ses matières premières « bois » sous forme de liqueur noire et en produit une quantité qui, ramenée à son pouvoir calorifique inférieur, correspond à 100.000 GJi. Si, pour des raisons propres et historiques ou pour des raisons financières, ce site en vend une certaine quantité à un utilisateur situé hors de son périmètre, on évalue cette quantité en utilisant la même valeur de pouvoir calorifique inférieur que pour l'ensemble de la liqueur noire produite au sein du périmètre. Sur cette base, si la quantité exportée correspond à 25.000 GJi, le tableau des consommations ne doit prendre en compte qu'une quantité globale de liqueur noire équivalant à 75.000 GJi.

Ici aussi, il est possible (et souvent conseillé) de procéder autrement, en maintenant le chiffre total en bas de colonne et en insérant un usage « export ».

#### 3.1.5.1.3. *Exportation d'utilités*

Dans ce cas, on considère que le « contenu énergétique » de l'utilité exportée, ou sa valeur en énergie finale, est équivalent à celui du total de cette utilité produit au sein du périmètre du site.

Pour faire apparaître cette quantité d'énergie exportée, étant donné qu'on ne peut se contenter d'établir un « simple delta » entre ce qui est approvisionné et ce qui est exporté, on doit alors créer un usage spécifique (généralement au même niveau que les catégories production, bâtiments et utilités), auquel est affecté le total d'utilité exporté. Cet usage sera alors caractérisé par son propre chiffre représentatif en énergie finale.

Pour être complet, il importe de signaler que la notion décrite ici sert à définir la structure du tableau de consommation dans le cas où on exporte une utilité. Elle ne sert en principe pas à calculer le contenu en

énergie finale de cette utilité. En effet, le calcul du « contenu » énergétique des utilités ne se fait en principe qu'en énergie primaire et en émissions de CO<sub>2</sub> (voir plus loin). Néanmoins, à titre indicatif et pour bien faire comprendre la notion évoquée, un exemple de calcul simple est donné ci-dessous.

*Exemple :*

Soit le même site industriel que celui évoqué plus haut en exemple – électricité (3.1.5.1.1) : si ce site achète 120.000 kWh mais en autoproduit 30.000 (à l'aide d'énergies renouvelables par exemple), et s'il en exporte toujours 22.000 kWh (donc s'il en consomme toujours 128.000) :

- On doit considérer la totalité de l'électricité achetée (120.000 kWh) et la totalité de l'électricité autoproduite (30.000 kWh) en tant que deux vecteurs d'« énergies approvisionnées » ;
- On doit en plus créer une utilité « électricité » dont le total (avant-dernière et dernière cases) équivaut à 150.000 kWh ;
- On doit créer un usage « électricité exportée » dont la valeur, notée en colonne « utilité » est de 22.000 kWh ;
- On doit répartir les 128.000 kWh consommés au sein du périmètre entre les usages internes au site (donc les usages autres que l'export) dans la colonne « électricité – utilités » ;
- Et on doit calculer le « contenu énergétique » en énergie finale de l'électricité en pondérant les chiffres de 120.000 kWh achetés et de 30.000 kWh autoproduits. Ce contenu est alors affecté aussi bien à l'électricité consommée au sein du périmètre qu'à l'électricité exportée.

#### 3.1.5.1.4. *Exportation d'énergie sous une forme qui n'est pas une utilité*

Ce cas se présente le plus souvent lorsqu'un site exporte de la chaleur sous une forme qui ne fait pas partie de la liste des utilités du site examiné.

On doit alors distinguer deux cas :

- Soit le vecteur « non utilité » exporté provient d'une utilité existante sur le site. Dans ce cas, on en revient à la situation d'une utilité exportée : on doit créer un usage spécifique « export » et y affecter la consommation en utilité existante, avec son contenu en énergie finale, qui correspond à l'énergie exportée.

*Exemple :*

Soit un site industriel qui exporte une quantité de chaleur récupérée sur un processus sous forme d'eau chaude, alors qu'il n'utilise pas d'eau chaude par ailleurs. Cette eau chaude provient d'une récupération sur un processus d'évaporation dont l'alimentation en énergie se fait par de la vapeur qui est, elle, une utilité présente sur le site. Si la quantité exportée sous forme d'eau chaude correspond à une énergie de 1.000 GJ, si l'utilité « vapeur » est exprimée sur le site en tonnes (de vapeur à la pression du site) et si la production de vapeur sur le site présente une « performance globale », un « contenu en énergie finale » de 2,65 GJ/t pour tonne de vapeur, par exemple, on crée un usage « export » en colonne « vapeur » et on y affecte le chiffre de  $1.000 / 2,65 = 377 T_{vap}$ .

- Soit le vecteur « non utilité » exporté ne provient pas d'une utilité existante sur le site. Ce pourrait être le cas d'eau chaude provenant d'un échangeur de récupération sur processus, alors que ni eau chaude ni vapeur ou autre ne sont des utilités sur le site. Dans un tel cas, on crée toujours un usage spécifique à cette export, on évalue la quantité d'énergie correspondant à la chaleur exportée, on l'affecte d'un rendement conventionnel de 0,9 (90%) pour obtenir la quantité théorique d'énergie approvisionnée qui aurait servi à produire l'énergie exportée, et on affecte ce chiffre au nouvel usage spécifique défini et au vecteur « énergie approvisionnée » ou « matière énergétiquement valorisée » qui sert normalement et principalement à produire la chaleur sur le site industriel concerné.

*Exemple :*

Soit un site industriel qui exporte une quantité de chaleur récupérée sur un processus sous forme d'eau chaude, alors qu'il n'utilise pas d'eau chaude par ailleurs (cette eau chaude n'est donc pas une utilité). Si ce site exporte une quantité d'eau de 100.000 m<sup>3</sup> quittant le site à 90°C et y revenant à 70°C, on peut évaluer la quantité d'énergie finale correspondante par :

$$Q = 100.000 \times 1.000 \times 4,187 \times (90 - 70) / 10^6 = 8.374 \text{ GJ.}$$

Où :

- 1.000 kg/m<sup>3</sup> est la masse volumique de l'eau ;
- 4,187 kJ/kg.K est la chaleur spécifique de l'eau ;
- 10<sup>6</sup> permet la conversion de kJ en GJ.

On crée alors un usage « export » et on affecte à cet usage le chiffre de  $8.374 / 0,9 = 9.304$  GJ.

Si le site utilise « ordinairement » du gaz naturel pour produire la chaleur dont le processus et/ou la production d'utilités ont besoin, c'est dans la colonne (vecteur) « gaz naturel » du tableau de consommation que ce chiffre de 9.304 GJi sera indiqué.

Si c'est plutôt l'électricité qui est ordinairement utilisée dans ce site pour produire la chaleur dont le processus et/ou la production d'utilités ont besoin, c'est en colonne (vecteur) « électricité » que devra être indiqué le chiffre de  $9.304 \times 10^6 / 3.600 = 2.584.444$  kWh.

#### 3.1.5.1.5. Cas du « power plant » d'une entreprise multi-sites

Dans le cas d'une entreprise multi-sites disposant de sa propre unité de production d' « énergies » (notion de « power plant », le plus souvent rencontrée dans le domaine de la sidérurgie intégrée) :

- Lorsqu'on étudie le power plant lui-même, les vecteurs qu'il produit sont évalués comme des énergies exportées telles que définies ici, et les vecteurs approvisionnés doivent être considérés suivant la définition générale habituelle.
- Lorsqu'on étudie les sites alimentés par le power plant, on doit considérer les vecteurs fournis par le power plant comme des énergies approvisionnées pour les sites étudiés, avec leur « contenu énergétique » tel que défini dans l'étude du power plant (donc avec son rendement réel).

#### 3.1.5.2. Installation de cogénération (production simultanée d'électricité et de chaleur)

Dans le cas d'une installation de cogénération installée au sein du périmètre du site industriel, on note en énergies approvisionnées le ou les vecteurs utilisés à l'entrée de l'installation (majoritairement du gaz naturel ou du biogaz) et on considère en principe deux types d'utilités produites : de l'électricité et de la chaleur, cette dernière se présentant très généralement sous la forme d'une autre utilité (vapeur ou eau chaude). Le problème qui se pose n'est pas tant celui de ce principe de base de comptabilisation que celui de la répartition du rendement entre les utilités produites, ce qui revient à une définition du « contenu énergétique » de ces deux utilités.

Dans le cadre des accords de branche de deuxième génération, comme on l'a déjà vu précédemment, on veille à affecter aux différents vecteurs un contenu énergétique en énergie finale qui reflète le mieux possible le rendement réel de l'installation examinée. Ainsi, dans le cas présent, on doit répartir la quantité d'énergie approvisionnée entrant dans la cogénération entre électricité et chaleur produites au prorata des parts « électricité » et « chaleur » produites, chacune affectée du rendement global de l'installation de cogénération.

*Exemple :*

Soit une cogénération gaz consommant une quantité annuelle de 10.000 GJi de gaz naturel. Cette cogénération produit de l'électricité et de la vapeur avec un rendement global de 85% (mesuré, c'est-à-dire calculé sur base des compteurs de l'installation), dont le fabricant de l'installation de cogénération a précisé la répartition : 35% sous forme d'électricité et 50% sous forme de chaleur.

On doit alors supposer que le contenu énergétique total de l'utilité « électricité » fournie se calcule par :  $10.000 \times 0,35 / 0,85 = 4.118$  GJ (qu'on exprime plutôt en  $4.118 \times 10^6 / 3.600 = 1.143.791$  kWh).

Et on doit supposer que le contenu énergétique total de l'utilité « vapeur » fournie se calcule par :  $10.000 \times 0,50 / 0,85 = 5.882$  GJi.

### 3.1.5.3. Production et utilisation d'énergies renouvelables

La prise en compte des énergies renouvelables a de plus en plus d'importance au sein du monde industriel. La méthodologie à appliquer les concernant peut parfois différer de celle qui était considérée dans les accords de branche de première génération.

Différents cas peuvent être envisagés.

#### 3.1.5.3.1. *Énergies renouvelables sous forme d'électricité seule*

On retrouve dans cette catégorie l'énergie solaire photovoltaïque, l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique...etc. Une installation géothermique produisant uniquement de l'électricité serait également à ranger dans cette catégorie.

Ici aussi, il faut opérer une série de distinctions, en liaison directe avec la notion de « périmètre » définie au chapitre 2 :

- Si le site industriel approvisionne (achète) de l'électricité labellisée (certifiée) « verte » produite par un fournisseur extérieur, celle-ci est comptabilisée comme de l'électricité « normale » et n'est donc pas comptabilisée à part. En effet, l'origine « renouvelable » de cette électricité est extérieure au périmètre du site.
- Si le site industriel produit lui-même une électricité de type renouvelable (càd s'il dispose au sein de son périmètre d'une installation de production d'électricité renouvelable), on doit alors comptabiliser l'électricité produite par cette installation, d'une part via une colonne spécifique en « énergies approvisionnées », d'autre part en « utilité », comme évoqué précédemment (voir 3.1.2.3.).
- Si le site industriel consomme de l'électricité renouvelable depuis une installation située en dehors de son périmètre physique mais dans laquelle le site concerné a des participations (c'est le plus souvent le cas d'une éolienne mais ceci pourrait également être valable pour d'autres types d'installation), on doit opérer des distinctions (ceci est un rappel et une illustration des notions développées au chapitre 2) :
  - Soit le site industriel ne dispose que d'une simple participation financière dans l'installation renouvelable, sans fourniture directe ou indirecte ni garantie d'aucune sorte : on ne doit alors pas considérer cette électricité dans le tableau des consommations car il n'y a formellement pas d'implication « énergétique » du site examiné.  
*Exemple* : celui d'un site ayant investi financièrement dans un parc d'éoliennes « offshore » alors qu'il est situé en Ardennes.
  - Soit le site industriel a établi un lien direct avec l'installation de production d'électricité renouvelable : cette installation produit directement une part suffisante de sa production spécifiquement pour le site concerné et en lien avec lui, ET la quantité d'énergie fournie au site par l'installation de production renouvelable peut être évaluée de manière fiable d'un point de vue comptable (comptage et facturation spécifiques par exemple). Dans ce cas, l'installation renouvelable fait bien partie du périmètre du site concerné et sa production pour le site doit bien être incorporée au tableau de consommation.

#### 3.1.5.3.2. *Énergies renouvelables sous forme de chaleur seule ou de froid*

On retrouve ici, en faisant toujours référence directe à la notion de périmètre défini au chapitre 2 :

- Soit une production de chaleur à partir de biomasse depuis une installation située au sein du périmètre du site. Cette situation s'apparente alors à celle d'une matière énergétiquement valorisée, dans le sens où il faut considérer comme une matière énergétiquement valorisée le vecteur de production de la chaleur, avec son « contenu énergétique » (son pouvoir calorifique inférieur), et il faut considérer la chaleur produite, soit comme « utilité », soit comme « chaleur-non utilité », de la même manière que défini précédemment.
- Par contre, et toujours en accord avec la définition de périmètre du chapitre 2, un éventuel achat de « gaz vert », issu de biomasse, n'est pas différencié du gaz naturel « normal » approvisionné par le site.

### 3.1.5.3.3. *Énergies renouvelables sous forme d'électricité et de chaleur*

Ce cas concerne les installations de cogénération biomasse. Leur traitement se fera en suivant les principes établis ci-dessus pour ce qui concerne la prise en compte des énergies approvisionnées « renouvelables » et en suivant ceux établis précédemment (voir 3.1.5.2.) pour ce qui a trait à la répartition entre les utilités électricité et chaleur.

### 3.1.5.4. Récupération d'énergie à partir du processus de production

Il peut arriver que de l'énergie soit produite suite à une récupération sur un processus de production. On peut en principe traiter ce cas de deux manières différentes suivant la nature de la récupération examinée et suivant le contexte dans lequel elle est ou a été mise en place :

- Soit on peut ou on doit considérer l'énergie récupérée comme provenant d'un phénomène de combustion à partir, directement ou non, de matière première. Ce cas s'apparente alors à celui d'une matière énergétiquement valorisée et il doit se traiter comme explicité plus haut dans un tel cas (colonne spécifique dans le tableau ECA pour cette matière et prise en compte de l'énergie ainsi fournie dans le tableau).
- Soit on peut ou on doit considérer l'énergie récupérée comme provenant d'un processus exothermique et non d'une combustion. Ce cas s'apparente alors à celui d'un phénomène exothermique « classique », comme explicité en chapitre 3.1.2.2, et il ne nécessite alors pas la prise en compte d'un vecteur spécifique mais permet plutôt l'obtention d'un contenu énergétique « réduit » pour l'utilité produite par la récupération.

Cette distinction peut avoir des conséquences importantes, comme on peut l'illustrer.

#### *Exemple :*

Soit un site industriel qui dispose d'un four de traitement de produits couverts de peinture. Cette entreprise met en place un échangeur de récupération sur l'incinération de solvants incluse au four et alimente de cette manière le réseau d'eau chaude processus qui constitue une de ses utilités.

Si le site industriel considère le solvant comme une matière énergétiquement valorisée, le tableau ECA doit faire apparaître un nouveau vecteur en « matières énergétiquement valorisées » (le solvant) et la quantité d'énergie correspondant au PCI de ce solvant doit être ajoutée aux énergies approvisionnées que le site utilisait avant la mise en place de la récupération. Dans un tel cas, il est clair que le site ne retire aucun « avantage » (via l'amélioration de son efficacité énergétique) à la mise en place du récupérateur puisque l'économie (par exemple en gaz) sur la production d'eau chaude est compensée par une consommation correspondante (aux rendements près) de solvant.

Si par contre le site considère que la récupération provient d'un processus exothermique (la combustion du solvant intervenant dans le four), le contenu énergétique de l'utilité « eau chaude » diminue dès mise en place du récupérateur et le site se voit donc octroyer un avantage via l'amélioration de son efficacité énergétique.

Dilemme, donc !

Pour trancher dans un tel cas et ne pas laisser subsister trop de part à l'interprétation (même s'il en existe toujours), il faut se baser sur la nature de la récupération d'une part, sur son caractère « obligatoire » ou non d'autre part.

Si la récupération provient d'une combustion ET si cette combustion peut être jugée obligatoire (même si la récupération énergétique, elle, ne l'est pas), par exemple suite à une réglementation environnementale, il faut alors considérer la récupération comme provenant d'une matière énergétiquement valorisée.

Si la récupération ne provient pas d'une combustion (par exemple un échangeur sur des effluents), OU si cette récupération n'est pas obligatoire d'une manière ou d'une autre, alors il faut la considérer de la même manière qu'un processus exothermique.

En reprenant l'exemple cité plus haut, si le récupérateur du site industriel examiné est incorporé à une nouvelle installation de combustion (obligatoire pour des raisons de limites d'émission de solvants (COV) à l'atmosphère), installation qui n'existait pas encore auparavant, il est normal de considérer la récupération comme provenant d'une matière énergétiquement valorisée, n'autorisant donc (en apparence paradoxalement) aucune amélioration en efficacité énergétique. Si par contre le récupérateur est installé sur une installation de combustion existante mais dont les fumées sortaient auparavant à très haute

température, il s'agit bien de récupération sur un phénomène exothermique, la mise en place du récupérateur s'accompagnant alors d'une amélioration de l'efficacité énergétique du site.

#### 3.1.5.5. Remplissage correct des consommations d'utilités

Afin d'éviter toute erreur de calcul, il est nécessaire d'éviter de faire apparaître dans le tableau ECA des utilités « se consommant en partie elles-mêmes ». Ce cas peut se rencontrer dans le domaine de la vapeur, où la vapeur produite en sortie de chaudière n'est pas intégralement dirigée vers les différents usages production ou bâtiments. Une partie de cette vapeur produite sert en effet à des auxiliaires spécifiques comme le dégazeur ou le tracing par exemple. Dans un tel cas, il est nécessaire de ne comptabiliser en vapeur produite que la vapeur réellement mise à disposition des différents usages, c'est-à-dire en pratique de retrancher du chiffre de production de la chaudière la consommation des auxiliaires. Ceci évite de trouver un chiffre de consommation non nul à l'intersection de la colonne « vapeur » et de la ligne « vapeur », ce qui peut parfois conduire à des erreurs ou à la nécessité de procéder à des itérations dans le calcul des contenus en énergie.

#### 3.1.5.6. Cas où les chiffres sont nuls pour l'année de référence

Etant donné que les chiffres de consommation et les indicateurs d'activité de l'année de référence servent de base aux calculs effectués durant l'ensemble de l'accord de branche, on peut rencontrer une difficulté dans le cas d'un usage où la consommation d'énergie ET l'indicateur d'activité seraient simultanément nuls. Ce cas peut se retrouver quand un usage utile à définir le fonctionnement du site, qui était bien présent au moment de l'année de référence ou qui constitue un nouvel entrant dont on sait qu'il interviendra par la suite, n'a en pratique pas produit ni consommé. Dans un tel cas, il faut – en le mentionnant clairement dans le tableau ECA – introduire manuellement des valeurs de consommation et d'émission spécifiques servant de référence, SANS introduire dans le tableau de référence des chiffres de consommation ou des indicateurs d'activité non nuls. Les valeurs de consommation ou d'émission de référence peuvent être obtenues à partir de l'année « non nulle » la plus proche de l'année de référence (l'année précédente ou l'année suivante).

### 3.1.6. **Illustration**

A titre d'illustration de la structure que doit avoir le tableau de consommation en fonction des notions présentées jusqu'à présent, on peut utiliser l'exemple théorique suivant :

| Site Exemple                    |                   | Energie Finale           |             |          |                                     |              |          | Indicateurs d'activité |   |                        |        |
|---------------------------------|-------------------|--------------------------|-------------|----------|-------------------------------------|--------------|----------|------------------------|---|------------------------|--------|
| Année : 2005                    |                   | Energies approvisionnées |             |          | Matières énergétiquement valorisées | Utilités     |          |                        |   |                        |        |
|                                 |                   | ELEC                     | GN          | MAZ      | BGZ                                 | AIRCO        | VAP      |                        |   |                        |        |
|                                 |                   | Electricité              | Gaz naturel | Mazout   | Biogaz                              | Air comprimé | Vapeur   | Référence              | Description                                 | Indicateurs d'activité | Unités |
|                                 |                   | kWh                      | kWhs        | Litres   | GJ                                  | Nm³          | Tonnes   |                        |   |                        |        |
| 01                              | Production        | TT                       | TT          | TT       | TT                                  | TT           | TT       |                        |   |                        |        |
| 01.01                           | Produit1          | TT                       | TT          | TT       | TT                                  | TT           | TT       |                        |   |                        |        |
| 01.01.01                        | Régime 1          | 0                        | XX          | XX       | XX                                  | XX           | 0        | P 01.01.01             | Quantité 1                                  |                        | kg     |
| 01.01.02                        | Régime 2          | 0                        | XX          | XX       | XX                                  | XX           | 0        | P 01.01.02             | Quantité 2                                  |                        | kg     |
| 01.01.03                        | Régime 3          | 0                        | XX          | XX       | XX                                  | XX           | XX       | P 01.01.03             | Quantité 3                                  |                        | kg     |
| 01.02                           | Produit2          | TT                       | TT          | TT       | TT                                  | TT           | TT       |                        |   |                        |        |
| 01.02.01                        | Régime 1          | 0                        | XX          | XX       | XX                                  | XX           | 0        | P 01.02.01             | Quantité 3                                  |                        | kg     |
| 01.02.02                        | Régime 2          | 0                        | XX          | XX       | XX                                  | XX           | 0        | P 01.02.02             | Quantité 4                                  |                        | kg     |
| 01.02.03                        | Régime 3          | 0                        | XX          | XX       | XX                                  | XX           | 0        | P 01.02.03             | Quantité 5                                  |                        | kg     |
| 01.03                           | Usage 1           | 0                        | XX          | XX       | XX                                  | XX           | 0        | P 01.03                | Temps d'ouverture                           |                        | Heures |
| 01.04                           | Usage 2           | 0                        | XX          | XX       | XX                                  | XX           | 0        | P 01.04                | Quantité 6                                  |                        | m³     |
| 02                              | Bâtiment          | TT                       | TT          | TT       | TT                                  | TT           | TT       |                        |   |                        |        |
| 02.01                           | Eclairage         | 0                        | XX          | 0        | XX                                  | XX           | XX       | P 02.01                | Surface éclairée des bâtiments (int et ext) |                        | m²     |
| 02.02                           | Chauffage         | 0                        | XX          | 0        | XX                                  | XX           | 0        | P 02.02                | Surface chauffée des bâtiments              |                        | m²     |
| 03                              | Export            | TT                       | TT          | TT       | TT                                  | TT           | TT       |                        |   |                        |        |
| 03.01                           | Vente électricité | 0                        | XX          | XX       | XX                                  | XX           | XX       |                        |   |                        |        |
| 04                              | Utilité           | TT                       | TT          | TT       | TT                                  | TT           | TT       |                        |   |                        |        |
| 04.01                           | Vapeur            | 0                        | 0           | XX       | 0                                   | XX           | XX       |                        |   |                        |        |
| 04.02                           | Air Comprimé      | 0                        | XX          | XX       | XX                                  | XX           | XX       |                        |   |                        |        |
| <b>Totaux</b>                   |                   | <b>0</b>                 | <b>0</b>    | <b>0</b> | <b>0</b>                            | <b>0</b>     | <b>0</b> |                        |   |                        |        |
| Export Energies approvisionnées |                   | 0                        | 0           | 0        | 0                                   | 0            | 0        |                        |   |                        |        |
| Export Utilités                 |                   | -                        | -           | -        | -                                   | -            | -        |                        |   |                        |        |
| Total Approvisionnés - Exportés |                   | 0                        | 0           | 0        | 0                                   | 0            | 0        |                        |   |                        |        |
| Factures totales (unité)        |                   | 0,0                      | 0,0         | 0,0      | 0,0                                 |              |          |                        |   |                        |        |

### 3.1.7. Energie primaire

#### 3.1.7.1. Nécessité d'expression en énergie primaire

Dans le cadre des accords de branche, l'énergie primaire doit se concevoir comme la quantité d'énergie représentée par le pouvoir calorifique inférieur de tous les combustibles utilisés par le site examiné, auquel s'ajoute la quantité d'énergie consommée pour produire l'électricité consommée par le site. Cette notion fait appel à une série de conventions communes à tous les acteurs des accords de branche.

Il est indispensable de traiter les chiffres de consommation en énergie primaire et non en énergie finale, afin de remplir les objectifs suivants :

- Rassembler en un seul chiffre global l'ensemble des vecteurs énergétiques consommés par le site, en pondérant en quelque sorte les vecteurs entre eux (on peut dire que l'énergie primaire permet de comparer et unifier l'utilisation « de pommes et de poires »).
- Rendre compte de manière globale de l'évolution (en principe de l'amélioration) de l'efficacité énergétique du site examiné. *Remarque* : on verra plus loin que la manière spécifique de définir l'énergie primaire dans les accords de branche de deuxième génération permet de mieux faire la différence entre les améliorations effectives d'efficacité énergétique (consommateurs plus « efficaces ») et les améliorations provenant d'autres sources (l'utilisation d'énergies renouvelables par exemple).
- Uniformiser entre eux l'ensemble des acteurs des accords de branche de deuxième génération via l'utilisation de facteurs de conversion conventionnels identiques pour tous. *Remarque* : cette uniformisation est notamment nécessaire pour permettre aux fédérations industrielles de consolider les chiffres de leurs membres participants.

La notion d'énergie primaire utilisée dans les accords de branche ne coïncide donc pas avec celle de l'énergie consommée par « la communauté » pour mettre à disposition du site étudié son énergie finale. En effet, dans le cas spécifique des combustibles, on ne tient pas compte de consommations pourtant consenties par « la communauté » pour permettre l'approvisionnement du site que sont les pertes en ligne, les consommations en transport, en stockage, en distribution...etc.

### 3.1.7.2. Conversion de l'énergie finale en énergie primaire

#### 3.1.7.2.1. *Electricité (non renouvelable)*

On calcule le facteur de conversion de l'électricité en supposant que l'électricité est produite par un parc de centrales présentant un rendement global de production et distribution de 40%. *Remarque* : il est à noter que cette valeur diffère de celle qui était prise en compte dans les accords de branche de première génération (elle était alors de 50%).

Ainsi, 1 kWh d'énergie finale sous forme d'électricité demande  $1/0,4 = 2,5$  kWhp ou encore 0,0090 GJp d'énergie primaire.

#### 3.1.7.2.2. *Electricité d'origine renouvelable (inclue au périmètre)*

En ce qui concerne les énergies renouvelables « gratuites » comme le vent, l'énergie solaire ou l'énergie hydraulique servant à produire de l'électricité, si bien sûr elles sont incluses au périmètre du site (voir 3.1.5.3.1 plus haut), elles sont prises en considération dans le calcul de l'indice d'efficacité énergétique en supposant un rendement global de production et distribution de 100% au lieu de 40% comme ci-dessus.

Ainsi, 1 kWh d'énergie finale sous forme d'électricité renouvelable demande 1 kWhp ou encore 0,0036 GJp d'énergie primaire.

Cette façon de faire diffère de ce qui était appliqué aux accords de branche de première génération (où la conversion en énergie primaire de l'électricité renouvelable se faisait via un facteur nul). Le but poursuivi ici est de mieux différencier, dans l'examen des performances en énergie primaire, les efforts faits en matière d'efficacité énergétique de ceux faits en matière d'utilisation d'énergies renouvelables.

En effet, dans les accords de branche de première génération, lorsqu'un site industriel économisait 1.000 kWh électriques toutes autres choses étant égales par ailleurs OU lorsqu'il produisait 1.000 kWh d'électricité sous forme renouvelable, il bénéficiait dans les deux cas d'une économie en énergie primaire de  $1.000 \times 0,0072 = 7,2$  GJp.

Dans la présente méthodologie, lorsqu'un site industriel économisera 1.000 kWh électriques toutes autres choses étant égales par ailleurs (donc via une mesure d'efficacité énergétique pure), il bénéficiera d'une économie en énergie primaire de  $1.000 \times 0,0090 = 9$  GJp, ALORS que s'il décide de produire 1.000 kWh d'électricité sous forme renouvelable, il ne bénéficiera « plus que » de  $1.000 \times (0,009 - 0,0036) = 5,4$  GJp.

On donne donc maintenant un « poids » supérieur aux mesures « efficacité énergétique » par rapport à celui des mesures « énergies renouvelables », du moins dans l'examen des performances en énergie primaire (on verra plus loin, d'une part qu'en ce qui concerne les émissions de CO<sub>2</sub> on donne bien leur « pleine valeur » aux énergies renouvelables, d'autre part qu'un nouvel indice (F<sub>SER</sub>) permet spécifiquement de quantifier les efforts faits en termes d'énergies renouvelables.

#### 3.1.7.2.3. *Combustibles (énergies fossiles, combustibles alternatifs, gaz fatals, biomasse...)*

La conversion en énergie primaire des vecteurs utilisés comme combustibles se fait en considérant le pouvoir calorifique inférieur.

Attention : il arrive que l'énergie finale, se basant sur les unités adoptées en facturation, soit exprimée en pouvoir calorifique supérieur (c'est souvent le cas du gaz naturel). Dans ce dernier cas, on tient compte de la conversion suivante : 1 GJi = 0,903 GJs.

### 3.1.8. **Emissions de CO<sub>2</sub>**

#### 3.1.8.1. Définition des émissions de CO<sub>2</sub>

On considère ici les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'utilisation (et donc à la production) des différents vecteurs énergétiques consommés par le site examiné. Comme pour l'énergie primaire, on utilise autant que



possible (voir plus bas) des facteurs de conversion conventionnels identiques pour tous les acteurs des accords de branche.

### 3.1.8.2. CO<sub>2</sub> et pas GES

Même si la logique qui sous-tend l'ensemble de la présente démarche est celle du réchauffement climatique et donc de l'ensemble des gaz à effet de serre, on ne considère ici que les émissions de CO<sub>2</sub> ET NON l'ensemble des émissions de gaz à effet de serre. Ainsi et à titre d'exemple, les pertes inhérentes à un réseau de gaz naturel, bien qu'émettant du CH<sub>4</sub> (gaz à effet de serre), ne sont pas considérées dans le présent cadre.

### 3.1.8.3. Le CO<sub>2</sub> non énergétique

Les émissions de CO<sub>2</sub> non énergétique sont les émissions apparaissant dans les procédés industriels qui ne proviennent pas de la combustion de combustibles fossiles. Elles sont dues à la présence d'une certaine quantité de carbone dans les matières premières introduites dans le procédé dont une partie est transformée en CO<sub>2</sub> et s'échappe à l'atmosphère ou à une utilisation propre de CO<sub>2</sub> dont une partie est perdue à l'atmosphère. Parmi les opérations industrielles qui sont sources d'émissions de CO<sub>2</sub> non énergétiques figurent notamment la décarbonatation du calcaire dans des fours à clinker ou à chaux, la décarburation de la fonte à l'aciérie à oxygène, le « reforming » du gaz naturel à la préparation d'ammoniac, l'usage de CO<sub>2</sub> comme gaz d'inertage dans certaines applications agro-alimentaires, l'injection de CO<sub>2</sub> dans des boissons pour les rendre gazeuses, l'usage potentiel de CO<sub>2</sub> comme gaz propulseur ou agent moussant dans la fabrication de mousses synthétiques, ou l'épuration des eaux usées.

Contrairement à ce qui était réalisé dans les accords de branche de première génération, ce type d'émission n'est PAS pris en compte dans le cadre des accords de branche de deuxième génération.

### 3.1.8.4. Conversion de l'énergie primaire en émission de CO<sub>2</sub> énergétique

#### 3.1.8.4.1. *Electricité (non renouvelable)*

On calcule le facteur de conversion de l'électricité non renouvelable en supposant qu'elle est produite par une centrale présentant un rendement global de production et distribution de 40% et fonctionnant au gaz naturel. On a donc un facteur de conversion en émissions de CO<sub>2</sub> de **55,8** kg/GJp ou **200,9** kg CO<sub>2</sub>/MWhp, ou encore **502,2** kg CO<sub>2</sub>/MWhé (MWhé étant exprimé en énergie finale).

#### 3.1.8.4.2. *Electricité renouvelable*

On considère dans ce cas une émission NULLE de CO<sub>2</sub> énergétique, donc 0 kg CO<sub>2</sub>/GJp.

#### 3.1.8.4.3. *Combustibles (énergies fossiles, combustibles alternatifs, gaz fatals, biomasse...)*

Sauf autre méthodologie, donc par défaut, les acteurs des accords de branche de deuxième génération utiliseront les coefficients proposés par l'IPCC, dont les principaux sont rappelés dans le tableau illustré plus bas.

Les directives de l'IPCC (1996a) stipulent que les émissions de CO<sub>2</sub> liées à la combustion de biomasse pour la production d'énergie ne sont pas incluses dans l'inventaire, parce qu'il est supposé qu'environ un montant équivalent de CO<sub>2</sub> est capté par la croissance de nouvelles cultures. Le facteur d'émission de la biomasse est donc considéré comme nul. Ceci concerne le bois de chauffage, le combustible de récupération utilisé dans le secteur du papier et la biomasse utilisée comme énergie renouvelable.

Le carbone contenu dans la liqueur noire utilisée comme combustible dans le secteur de la pâte chimique provient uniquement des copeaux de bois utilisés comme matière première dans la production de la pâte. La liqueur noire est donc assimilée à de la biomasse et son facteur d'émission de CO<sub>2</sub> est considéré comme nul.

|                            | (kg CO <sub>2</sub> /GJp) | (kgCO <sub>2</sub> /MWhp) |
|----------------------------|---------------------------|---------------------------|
| charbon                    | 92,7                      | 333,7                     |
| coke de cokerie            | 106,0                     | 381,6                     |
| lignite                    | 99,2                      | 357,1                     |
| terril                     | 92,7                      | 333,7                     |
| goudron                    | 100,6                     | 362,2                     |
| fuel extra-lourd           | 76,6                      | 275,6                     |
| gasoil                     | 73,3                      | 263,9                     |
| kérosène                   | 70,8                      | 254,9                     |
| essence                    | 68,6                      | 247,0                     |
| LPG                        | 62,4                      | 224,6                     |
| gaz de raffineries         | 72,6                      | 261,4                     |
| coke de pétrole            | 99,8                      | 359,3                     |
| autres produits pétroliers | 72,6                      | 261,4                     |
| gaz naturel                | 55,8                      | 200,9                     |
| gaz de cokerie             | 47,4                      | 170,6                     |
| gaz de haut fourneau       | 256,8                     | 924,5                     |
| recup. pâte & papier       | 0,0                       | 0,0                       |
| autres déchets             | 88,0                      | 316,8                     |
| bois de chauffage          | 0,0                       | 0,0                       |
| autres combustibles        | 72,6                      | 261,4                     |

Remarque : dans le tableau ci-dessus, le terme « autres combustibles » exclut toute biomasse.

Une certaine latitude est cependant permise dans ce cadre : les sites industriels classés « ETS » (Emission Trading System) qui le souhaitent peuvent, dans le cadre des accords de branche de deuxième génération, reprendre comme facteurs d'émission de CO<sub>2</sub> les valeurs comptabilisées pour leur déclaration dans le cadre du suivi de la Directive ETS. Afin d'éviter toute confusion, ces sites devront déclarer lors de l'entrée dans les accords de branche de deuxième génération s'ils choisissent ou non de reprendre les facteurs et coefficients de l'ETS. Ce choix sera alors applicable pour l'ensemble des combustibles et pour l'ensemble de la période des accords de branche.

## **3.2. Cibles et programme énergétique**

### **3.2.1. Principe général**

Une fois établi le diagnostic et donc le tableau de consommation du site concerné pour l'année de référence grâce aux notions développées tout au long du paragraphe 3.1, l'audit approfondi doit permettre de définir un programme énergétique ou un plan d'action, constituant l'objectif que le site industriel s'engage à atteindre.

Pour ce faire, la méthode appliquée est identique à celle mise en œuvre pour les accords de branche de première génération et on n'en rappelle donc ici que les principes généraux, incluant toutefois quelques différences minimales :

- Premièrement, un travail d'identification de pistes d'amélioration du site en termes d'efficacité énergétique ou d'efficacité en émissions de CO<sub>2</sub> (en y ajoutant cette fois un accent particulier sur les possibilités du site en termes de production d'énergies renouvelables).
- Ensuite, une classification des pistes identifiées et une prise en compte des pistes rentables et faisables techniquement pour en déduire un plan d'action.

### **3.2.2. Identification des pistes d'amélioration**

Ce travail consiste en l'organisation d'une série de réunions (ou « brainstormings ») auxquelles participent les membres de l'équipe interne du site ayant conduit le diagnostic, sous la conduite de l'auditeur qui les assiste dans l'audit approfondi.

Il importe de cibler ces brainstormings par sujet ou par domaine en invitant au besoin, suivant les sujets, des interlocuteurs différents parmi les acteurs du site étudié et sur base de priorités identifiées par l'analyse du tableau de consommation.

Au cours des différents brainstormings en question, l'ensemble des acteurs de l'audit approfondi imaginent et identifient de la manière la plus exhaustive possible et de façon suffisamment fine (mais non approfondie comme le seraient des études de pré-faisabilité) les différentes pistes :

- d'amélioration de l'efficacité énergétique en général ;
- d'utilisation d'énergies renouvelables au sein du périmètre étudié ;
- en veillant à incorporer une analyse des bâtiments présents sur le site, même si leur part est proportionnellement faible dans la facture énergétique globale.

Chacune des pistes est alors évaluée, d'une part en termes de gain (gain ou économie en énergie primaire, gain en émissions de CO<sub>2</sub> ou tonnes de CO<sub>2</sub> évitées, gain financier correspondant), et d'autre part en termes de coût.

### **3.2.3. Classifications**

Deux classifications sont établies pour chacune des pistes identifiées :

- La division du coût par le gain financier annuel permet de définir le PBT « simple » (payback time simple ou temps de retour simple sur investissement, « simple » voulant dire « sans actualisation »). Le gain financier doit incorporer tous les gains liés la piste d'amélioration (gain en consommation d'énergie mais aussi en frais de maintenance, de suivi...etc), L'investissement, quant à lui, doit comprendre le montant de la dépense à effectuer, compte tenu des primes ou subsides mais compte NON tenu des déductions fiscales (celles-ci étant dépendantes de l'état financier spécifique et ponctuel du site examiné). Parmi les gains financiers, le certificat vert (CV), quand il est d'application, doit être comptabilisé au prix garanti en vigueur au moment du calcul. Le montant de la dépense à consentir ne devrait théoriquement comprendre que le surcoût, par rapport à un montant « de base », spécifiquement lié à l'obtention d'une économie énergétique. Cependant, le plus souvent, cette subdivision n'est pas accessible, et c'est le montant total de l'investissement qui est généralement considéré.

On peut alors opérer une première classification, créant trois classes de rentabilité pour chacune des pistes identifiées :

- 1 : PBT < 2 ans ;
- 2 : 2 < PBT < X ans ;
- 3 : PBT > X ans.

*Remarque* : la valeur de X sera spécifiée dans la convention spécifique négociée entre chaque fédération et le gouvernement wallon.

- Par ailleurs, l'équipe participant au brainstorming définit également un indice de « faisabilité technique » pour chaque piste, permettant le classement en quatre catégories de faisabilité technique des pistes identifiées :
  - R = réalisé depuis l'année référence ;
  - A = techniquement disponible - faisabilité certaine (variateur de vitesse, « relighting », ... ) ;
  - B = techniquement disponible - faisabilité à vérifier (éolienne, bio-méthanisation, ... ) ;
  - C = recherche et développement.

Le programme énergétique ou le plan d'action du site examiné consiste alors en la définition du gain global permis par : (a) les améliorations observées depuis l'année de référence ; (b) les pistes A présentant la classe 1 et la classe 2 ainsi que les pistes dites « forcées », c'est-à-dire celles qui sont réalisées ou dont la décision de réalisation est officielle, même si elles n'appartiennent pas aux catégories précitées. Ces dernières pistes peuvent en effet induire des améliorations en efficacité énergétique ou en CO<sub>2</sub> sans pour autant que la décision de leur mise en œuvre provienne uniquement d'un calcul coûts / bénéfices (il peut s'agir d'une décision de renouvellement d'équipement, d'amélioration de processus ou de qualité, ...etc).

En ce qui concerne le point (a) ci-dessus (améliorations depuis l'année de référence), ce ne sont pas explicitement les pistes R qui doivent en pratique être incorporées telles quelles à l'objectif : il est plus sûr et plus précis d'incorporer à cet objectif, en plus des pistes A1, A2 et « forcées » comme expliqué plus haut, les indices d'efficacité réels obtenus entre l'année de référence et l'année examinée au cours de l'audit approfondi initial. Il est cependant certain que ces indices doivent « recouper » la somme des pistes R, sinon c'est le signe d'une possible incohérence dans la structure ou la forme du tableau de consommation. Une vérification de correspondance correcte entre, d'une part, la somme des pistes R et d'autre part les indices d'efficacité réels obtenus sur la même période, fait donc bien partie du travail de l'auditeur.

Dans l'évaluation des pistes R, il faut utiliser la « bonne base » : par exemple, le gain permis par ces pistes peut se calculer en évaluant leur apport en gain absolu (en GJp ou en CO<sub>2</sub>) et en le référant au total consommé lors de l'année de leur réalisation.

Par contre, dans l'évaluation des « nouvelles » pistes (A1, A2, forcées), il faut rapporter leur apport absolu (en GJp ou en CO<sub>2</sub>) au total consommé lors de l'année de réalisation de l'audit (« année 2012 » avec les limites citées plus haut).

En ce qui concerne les pistes B, elles doivent ou non, totalement ou non, être incorporées à l'objectif d'une manière qui peut varier d'une fédération à l'autre et qui sera précisée dans le texte de la convention liant la fédération concernée et le gouvernement wallon.

Les sites industriels conservent bien, comme pour les accords de branche de première génération, toute flexibilité quant au choix des projets réels mis en œuvre pour atteindre les objectifs fixés (il ne doit pas nécessairement s'agir des pistes identifiées durant l'audit approfondi).

Les gains en énergie primaire et en émissions de CO<sub>2</sub> liés à ce programme énergétique constituent dès lors, tout comme dans les accords de branche de première génération, un objectif contraignant pour le site examiné face à sa fédération et la base de calcul de l'objectif contraignant pour la fédération concernée face à la Wallonie, à l'horizon 2020.

### **3.2.4. Remarque sur les prix énergétiques**

Dans l'évaluation du PBT des pistes d'amélioration, pour s'assurer de la cohérence des valeurs de rentabilité entre les différents sites industriels et dans la mesure où ils disposent tous de prix énergétiques

différents, les prix énergétiques utilisés doivent être définis de la même façon pour tous. Il était initialement préconisé de définir ceux-ci comme la médiane des prix observés au cours des trois années précédant l'audit initial. Cependant, dans un contexte de forte évolution des prix énergétiques, cette hypothèse n'a pas été jugée suffisamment représentative. Il est donc plutôt imposé de considérer dans l'évaluation des pistes d'amélioration la moyenne des prix énergétiques durant l'année ayant précédé l'audit approfondi servant de base à l'accord de branche (soit l'année civile, soit l'année de facturation, soit la période de 12 mois précédant le début du travail sur les pistes d'amélioration). La justification de l'année effectivement prise comme base pour calculer la moyenne (tenant éventuellement compte de contrats en cours ou arrivant à échéance) doit être précisée dans le rapport de l'audit initial.

### 3.2.5. Remarque sur la méthode de calcul des gains énergétiques

Les gains énergétiques et en CO<sub>2</sub> évalués ici sont des gains relatifs qui doivent être rapportés à une consommation de « référence » (sous forme de pourcentage). Ils doivent également et séparément être exprimés en termes absolus (donc évalués en GJp et en kg de CO<sub>2</sub> évités).

**Plusieurs remarques importantes** sont à exprimer concernant l'évaluation des gains faisant partie de l'objectif global de l'accord de branche de deuxième génération :

**Premièrement**, ces gains proviennent de l'audit approfondi initial mené en début de période concernée par les accords de branche et c'est donc en 2012 ou en 2013, sur base de chiffres 2010, 2011 ou 2012, que cet audit initial sera le plus souvent mené. Il peut cependant également s'agir d'années postérieures dans certains cas particuliers (sites rejoignant l'accord en cours, par exemple). Dans le texte ci-dessous, quand on parle de l'année durant laquelle l'audit initial est mené, on emploie le raccourci « année 2012 », mais la remarque faite plus haut est bien d'application.

**Deuxièmement**, attention à ne pas oublier que les évaluations de tous les gains permis par les pistes d'amélioration doivent s'effectuer hors export, comme pour le total consommé auquel rapporter ces gains.

**Troisièmement**, il ne faut jamais oublier que l'apport de pistes du passé (pistes R), matérialisé par les indices d'amélioration de l'efficacité constatés, ne perdure que pour autant que les usages sièges des gains perdurent eux-mêmes, c'est-à-dire continuent à exister au sein du périmètre. Si une amélioration apportée à un usage a permis de constater une amélioration d'indice, cette amélioration ne peut donc être considérée comme « acquise » et prendre part à l'objectif chiffré, QUE SI l'usage auquel l'amélioration a été apportée existe jusqu'à la fin de la période d'accord de branche. En effet, dès qu'un usage est « définitivement arrêté » (par exemple une ancienne ligne de fabrication), ses chiffres de consommation et d'indicateur d'activité deviennent nuls et cet usage ne participe ainsi plus au calcul des indices d'amélioration, quelles qu'aient été les améliorations du passé. Cette remarque est vraiment importante : si on en oublie l'application, on peut être conduit à prévoir un objectif d'amélioration trop élevé.

**Quatrièmement**, quand on calcule le gain total correspondant au plan d'action, donc quand on « somme » les pistes devant être retenues car conformes aux critères définis en termes de rentabilité et de faisabilité, on ne peut pas toujours simplement sommer toutes les pistes individuelles respectant ces critères.

En effet, certaines pistes peuvent d'abord être mutuellement exclusives dans le sens où elles ne peuvent pas être mises en œuvre simultanément (exemple : « remplacement d'une chaudière charbon par une chaudière gaz » et « remplacement d'une chaudière charbon par une chaudière biomasse »). Si ces pistes sont toutes dans les catégories devant être retenues, il faut n'en choisir qu'une seule, soit celle qui a la meilleure rentabilité, soit celle qui permet l'économie en énergie primaire ou en émissions de CO<sub>2</sub> énergétique la plus importante, soit celle que le site préfère mettre en œuvre pour des raisons spécifiques et devant être précisées.

Certaines pistes peuvent également être « mutuellement influençables » dans le sens où la mise en œuvre ou non de l'une des pistes influence le résultat de(s) (l') autre(s) (exemple : « isolation du toit » et « remplacement de la chaudière par une chaudière à haut rendement »). De nouveau, si les pistes en question sont toutes dans les catégories devant être retenues, il faut trancher. Dans ce cas, il faut créer une ou plusieurs combinaisons des solutions qui s'influencent l'une l'autre et calculer la rentabilité de ces combinaisons. Entre les combinaisons ainsi définies qui respectent les critères de choix fixés et les pistes « simples » (non combinées) qui respectent également ces mêmes critères, il faut alors n'en retenir qu'une

seule, de nouveau au choix celle qui a la meilleure rentabilité, celle qui permet l'économie en énergie primaire ou en émissions de CO<sub>2</sub> énergétique la plus importante, ou celle que le site préfère mettre en œuvre pour des raisons spécifiques et devant être précisées. Ce cas de pistes mutuellement influençables se rencontre souvent dans le cadre des utilités. *Exemple* : piste (a) = diminution de la consommation de vapeur d'un usage production ; piste (b) = remplacement de la chaudière vapeur et donc amélioration du rendement global de production vapeur : (a) et (b) sont manifestement mutuellement influençables et il faut d'abord calculer une piste (c) = diminution de la consommation d'une « meilleure » vapeur produite par une nouvelle chaudière ; puis choisir parmi (a), (b) et (c), si elles sont toutes trois dans les catégories de faisabilité et de rentabilité retenues, la piste finalement retenue dans le plan d'action.

Au terme de cette évaluation, l'objectif d'amélioration auquel conduit l'audit approfondi de départ s'exprime alors sous la forme d'indices d'amélioration à atteindre à l'issue de la période couverte par l'accord de branche. Ces indices d'amélioration sont exactement identiques (mais pour la durée totale de l'accord de branche) à ceux qui servent à rendre compte de l'évolution du site année après année, qui sont définis plus bas. On renvoie donc au chapitre suivant (3.3) pour une définition claire de ce qui est appelé « consommation théorique » dans le paragraphe précédent.

### **3.3. Objectif et suivi énergétiques : indices d'amélioration $A_{EE}$ et $A_{CO_2}$**

#### **3.3.1. Définitions – calcul**

##### **3.3.1.1. Principe de base**

Les étapes définies jusqu'ici dans cette note méthodologique ont permis de dresser un audit approfondi « de départ » ou « initial » portant sur l'année de référence et ont permis de définir un objectif, un plan d'action à horizon 2020 (terme de l'accord de branche de deuxième génération).

On aborde maintenant la suite du processus, qui définit des indices d'amélioration à établir et à suivre tout au long de l'accord de branche afin de vérifier comment la situation du site évolue effectivement, le but étant d'atteindre ou de dépasser les objectifs fixés lors de l'audit approfondi de départ.

Le principe général de la définition de ces indices est de donner une indication sans dimension (en pourcents) sur l'évolution de l'ensemble du site concerné entre l'année de référence 0 et l'année t examinée. Les indices définis seront positifs en cas d'amélioration et négatifs en cas de dégradation.

Deux indices d'amélioration sont définis, un indice « d'amélioration en efficacité énergétique » (noté  $A_{EE}$ ) qui utilise les chiffres en énergie primaire définis plus haut, et un indice « d'amélioration en émissions de CO<sub>2</sub> » (noté  $A_{CO_2}$ ) qui utilise les chiffres en émissions de CO<sub>2</sub>.

Pour ce faire, on se base, comme pour les accords de branche de première génération, sur la comparaison entre une situation réelle pour l'année t (consommation d'énergie primaire ou émissions totales de CO<sub>2</sub>) et une situation « théorique » pour cette même année. La situation théorique peut se définir comme la consommation en énergie primaire ou les émissions totales de CO<sub>2</sub> que le site auraient présentées SI aucune amélioration ou dégradation ne s'était produite, ou encore SI les performances de l'ensemble des équipements étaient restées strictement identiques à celles de l'année de référence MAIS SI les autres paramètres (volume de production, product mix, climat...) étaient par contre bien ceux-là même auxquels le site industriel est confronté lors de l'année t. On voit donc bien que la logique de ces indicateurs est de faire ressortir les améliorations ou dégradations en énergie primaire ou en émissions de CO<sub>2</sub> qui sont la conséquence des actions spécifiques menées par les acteurs du site industriel concerné, EN SE DÉPARTISSANT de l'influence des phénomènes extérieurs, non liés au pouvoir ou à la zone d'influence des acteurs du site (mais plutôt liés au marché extérieur en termes quantitatifs ou qualitatifs, ou encore aux conditions climatiques).

Sans entrer dans de trop complexes formulations mathématiques, on peut donner une définition de base des deux indices  $A_{EE}$  et  $A_{CO_2}$  de la manière suivante :

$$A_{EE}(\text{année } t/\text{année référence}) = 100 \times \left( 1 - \frac{\text{(consommation réelle en énergie primaire année } t)}{\text{(consommation théorique en énergie primaire année } t)} \right)$$

Où le dénominateur peut lui-même se définir comme la somme, pour tous les usages du tableau de consommation, des produits : cons.spécif (réf) x indicateur activité (t), cons.spécif (réf) étant la consommation spécifique en énergie primaire de l'usage c-à-d la consommation en énergie primaire par unité d'indicateur d'activité.

**Attention** : le numérateur comme le dénominateur de cette fraction concernent des consommations correspondant à l'intérieur du périmètre concerné uniquement. Il faut donc bien y incorporer les énergies approvisionnées, y compris l'autoproduction, et les matières énergétiquement valorisées mais il faut bien en exclure les exports définis plus haut.

De la même façon, on a bien sûr :

$$A_{CO_2}(\text{année } t/\text{année référence}) = 100 \times \left( 1 - \frac{\text{(émissions totales réelles de } CO_2 \text{ année } t)}{\text{(émissions totales théoriques de } CO_2 \text{ année } t)} \right)$$

Où le dénominateur peut lui-même se définir comme la somme, pour tous les usages du tableau de consommation, des produits : émiss.spécif (réf) x indicateur activité (t), émiss.spécif (réf) étant l'émission spécifique de  $CO_2$  de l'usage c-à-d l'émission de  $CO_2$  par unité d'indicateur d'activité.

Même remarque que ci-dessus sur le contenu du numérateur et du dénominateur.

### 3.3.1.2. Définition complète

On peut également donner une définition plus complète et « mathématique » des indices  $A_{EE}$  et  $A_{CO_2}$ , bien entendu parfaitement équivalente à la définition de base exposée plus haut mais permettant d'éviter toute erreur d'interprétation.

Indice d'amélioration en efficacité énergétique  $A_{EE}$  :

Au cours de l'année de référence (notée 0), le site industriel examiné a été caractérisé par n usages différents dont les indicateurs d'activité valaient respectivement  $P^0_1, P^0_2, \dots, P^0_n$ .

Pour une activité de niveau  $P^0_1$ , l'usage 1 du site a consommé une quantité d'énergie primaire  $E^0_1$  (GJp),

Pour une activité de niveau  $P^0_2$ , l'usage 2 a consommé une quantité d'énergie primaire  $E^0_2$  (GJp),

... etc,

Et idem avec le dernier usage, n : activité de niveau  $P^0_n$ , consommation d'énergie primaire de  $E^0_n$  (GJp).

De l'analyse du site au cours de l'année de référence 0, on a déterminé :

- Pour chaque usage, une consommation spécifique en énergie primaire :

$$e^0_{sp_i} = E^0_i / P^0_i \text{ pour tout } i = 1, \dots, n \text{ (en GJp/unité d'indicateur d'activité)}$$

- Et une consommation totale d'énergie :

$$E_{\text{tot}}^0 = \sum_{i=1}^n E_i^0 = \sum_{i=1}^n e_{\text{sp } i}^0 P_i^0 \text{ (en GJp)}$$

Si on examine maintenant l'année t, au cours de laquelle le site industriel se caractérise par les indicateurs d'activité  $P_1^t, P_2^t, \dots, P_n^t$ , la consommation totale en énergie primaire s'écrit :

$$E_{\text{tot}}^t = \sum_{i=1}^n E_i^t = \sum_{i=1}^n e_{\text{sp } i}^t P_i^t \text{ (en GJp)}$$

avec :

$$e_{\text{sp } i}^t = E_i^t / P_i^t \text{ pour tout } i = 1, \dots, n \text{ (en GJp/unité d'indicateur d'activité)}$$

L'indice d'amélioration en énergie primaire du site examiné au cours de l'année t se définit alors comme :

$$A_{EEt} = 100 \times \left( 1 - \frac{E_{\text{tot}}^t}{\sum_{i=1}^n e_{\text{sp } i}^0 P_i^t} \right) \quad (\%)$$

où, au dénominateur, figurent les indicateurs d'activité de l'année t et les consommations spécifiques de l'année 0.

Indice d'amélioration en émissions de CO<sub>2</sub> A<sub>CO2</sub> :

Un développement tout à fait identique à celui présenté plus haut mais où les « Em » et « em » caractérisent maintenant respectivement des émissions de CO<sub>2</sub> (en kg) et des émissions spécifiques de CO<sub>2</sub> (en kg par unité d'indicateur d'activité), conduit à la définition suivante :

$$A_{CO2t} = 100 \times \left( 1 - \frac{Em_{\text{tot}}^t}{\sum_{i=1}^n em_{\text{sp } i}^0 P_i^t} \right) \quad (\%)$$

où, au dénominateur, figurent les indicateurs d'activité de l'année t et les émissions spécifiques de l'année 0.

### 3.3.1.3. Calcul

Le calcul de ces indices, on le voit, ne nécessite pas de réaliser un nouvel audit approfondi chaque année. Une fois le tableau de consommation de l'année de référence connu et établi, les valeurs des consommations spécifiques et des émissions spécifiques de référence sont connues pour chaque usage, et l'établissement des indices ne demande donc de connaître, en dehors de toute correction éventuelle, que les éléments suivants :

- La consommation totale réelle en énergie primaire de l'année t : on obtient cette valeur en additionnant les totaux annuels en énergie finale de chaque vecteur de type « énergie approvisionnée » et « matière énergétiquement valorisée », totaux transformés en énergie primaire via les facteurs de conversion habituels et conventionnels (voir 3.1.6).



- L'émission totale réelle de CO<sub>2</sub> de l'année t : on obtient cette valeur en additionnant les totaux annuels en énergie finale de chaque vecteur de type « énergie approvisionnée » et « matière énergétiquement valorisée », totaux transformés en émissions de CO<sub>2</sub> via les facteurs d'émission habituels et conventionnels (voir 3.1.7).
- Les indicateurs d'activité de chaque usage pour l'année t.

Toutefois, même si le calcul des indices n'impose pas d'établir un tableau des consommations chaque année, il est souhaitable de le faire dans le but d'obtenir un suivi de qualité, permettant notamment d'interpréter correctement les améliorations ou dégradations globales des indices du site examiné.

Rappelons que l'année de référence utilisée dans ce calcul est toujours 2005, sauf si le site a pu obtenir une dérogation lui permettant de définir comme référence une autre année que 2005 (site n'existant pas encore en 2005 ou ayant subi postérieurement à 2005 des modifications structurelles majeures).

En-dehors des exceptions mentionnées ci-dessus, les consommations ou émissions spécifiques de référence utilisés dans les formules des indices sont donc toujours celles de 2005, qu'elles aient été obtenues directement ou qu'elles aient été reconstituées, au cours de l'audit approfondi initial.

Dans le cas particulier, demandant dérogation, où le site concerné n'a pas pu déterminer ou reconstituer les consommations et émissions spécifiques de 2005, ce site ne disposant que des consommations et émissions spécifiques d'une année récente examinée (voir 3.1.4.1), le suivi des indices A<sub>EE</sub> et A<sub>CO2</sub> se fera de la manière suivante :

- Le site considère comme consommations ou émissions spécifiques « de référence » celles de l'année récente examinée ;
- Il calcule l'évolution des indices globaux depuis cette année suivant le mode de calcul explicité plus haut ;
- Il calcule l'évolution globale entre 2005 et l'année récente examinée ; ce calcul doit se faire suivant une méthode à valider par le Comité Directeur (exemples : calcul basé sur les pistes R, calcul basé sur les chiffres du premier accord de branche, ...)
- Pour réaliser le suivi d'une année t postérieure à 2012 et obtenir une image correcte du suivi entre 2005 et l'année t, il ajoute alors à l'indice global 2005 – année récente, l'indice global année récente – année t.

### 3.3.2. Corrections

On a déjà dit que la définition des indices A<sub>EE</sub> et A<sub>CO2</sub> permettait de se départir de l'influence des éléments qui ne sont pas du ressort des acteurs du site industriel (volumes de production ou product mix, liés aux demandes du marché). Certaines corrections doivent ou peuvent cependant être appliquées aux valeurs des indices définis afin qu'ils respectent bien le principe énoncé.

#### 3.3.2.1. Correction climatique

Un premier élément à prendre en compte est la différence de climat entre l'année de référence 0 et l'année t examinée. Cette correction n'affecte qu'une partie des consommations et émissions liées aux bâtiments (la partie « chauffage » ou « climatisation », l'autre partie, non affectée, regroupant « éclairage », « ventilation » ... et autres postes ne dépendant pas de la variation des conditions climatiques d'une année à l'autre). Suivant l'importance que prennent les bâtiments dans le total du tableau de consommation, cette correction aura une importance plus ou moins grande. Il appartient à chaque site et à son auditeur de déterminer si cette correction doit ou non être mise en place, et si elle doit l'être de manière pondérée ou non, mais ces choix doivent être justifiés dans l'audit réalisé : il est en effet important de traduire correctement le fait que les améliorations apportées par les acteurs du site à leurs bâtiments, dont on a vu qu'elles devaient être incluses aux scans ou brainstormings, sont correctement valorisées.

Pour ce faire, une méthode simple consiste, en « chauffage », à corriger les chiffres de consommation ou d'émissions liés à la partie « chauffage » par les ratios de « nombres de degrés-jours annuels normalisés ». Ces derniers correspondent à des valeurs normalisées de somme, jour par jour pour une année complète et pour les valeurs positives uniquement, des différences entre la température intérieure devant être atteinte pour satisfaire au confort souhaité suivant le type de bâtiment concerné (gains pris en compte), et la température extérieure moyenne journalière.

Pour ce qui concerne les consommations en « refroidissement » ou en « climatisation », le même principe, quoique moins couramment normalisé, doit être appliqué aux consommations des équipements de climatisation et des groupes frigos.

Il est très important de bien comprendre que le fait de faire varier la consommation de chauffage ou de refroidissement d'un bâtiment en fonction directe de « degrés jours » suppose en fait trois conditions :

- Que la consommation du bâtiment puisse bien se référer à la température extérieure et non à un autre paramètre. *Exemple* : la consommation d'une serre varie plus en fonction de l'ensoleillement direct qu'en fonction de la seule température extérieure.
- Que l'inertie thermique qui caractérise la structure du bâtiment soit compatible avec le fait de caractériser le climat par la seule notion de température moyenne journalière. Si cette condition est souvent à peu près remplie pour la plupart des bâtiments « lourds » classiques, elle ne l'est cependant pas dans les cas où une évolution plus rapide du climat intérieur peut intervenir. *Exemple* : un bâtiment très fortement ventilé réagira avec une inertie thermique plus faible que celle correspondant à 24 heures (moyenne journalière).
- Que le système de régulation équipant le chauffage ou le refroidissement soit suffisamment performant pour qu'on puisse effectivement supposer que la consommation deviendra nulle dès que la température requise, gains compris, sera atteinte. *Exemple* : un bâtiment industriel non équipé de thermostats : si la température requise pour le confort est atteinte, le système peut continuer à chauffer (ou à refroidir), causant de l'inconfort mais ne permettant pas de limiter la consommation comme le suppose l'application des degrés jours, du moins sans intervention manuelle.

Etant donné ces imperfections, il est très important que les acteurs du site et leur auditeur déterminent la manière la plus appropriée suivant laquelle une correction climatique peut être mise en place. Une pondération de l'influence des degrés jours, par exemple (càd une dépendance partielle seulement vis à vis des ratios de degrés.jours), peut s'avérer indispensable pour bien rendre compte de l'évolution des consommations des bâtiments en fonction du climat.

Si on choisit une correction via les degrés jours, on applique alors aux consommations ou émissions spécifiques de chauffage (ou de refroidissement) de l'année de référence le ratio (nombre de degrés.jours année t / nombre de degrés.jours année réf 0) (ou une pondération de ce ratio, comme discuté ci-dessus) avant de les introduire au dénominateur de la formule de calcul de l'indice. Ce faisant, on compare les chiffres réels à ceux de référence pour des conditions climatiques identiques (celles de l'année t).

Pour plus de détails, on peut de nouveau renvoyer au document « Aide à la mise en place d'une comptabilité analytique des fluides et énergies – manuel CAFE » déjà évoqué plus haut.

### 3.3.2.2. Autres ajustements

Outre le climat, les volumes de production et le product mix, différents éléments non encore pris en compte jusque-là peuvent perturber les indices d'amélioration.

Voir pour cela plus bas « ajustements conjoncturels et structurel » (3.5.3 et 3.5.4).

## 3.4. Suivi renouvelable : Indices de « fraction » renouvelable $F_{SER}$ et $F_{dSER}$

### 3.4.1. Intérêt / Objectif poursuivi

Alors que les pistes de recours aux sources d'énergies renouvelables (SER) auront été détectées lors de l'audit approfondi initial, l'intérêt d'un indice spécifique lié aux énergies renouvelables rencontre différents objectifs :

- Comptabiliser dans cet indice ce sur quoi le site industriel a un pouvoir d'action ;
- Inciter les sites industriels, grâce au suivi de cet indice, à réaliser des investissements dans le renouvelable ;
- Quantifier ce recours au renouvelable au départ d'un rapport entre énergies finales (principe de l'évaluation de l'implication du site à l'échelle locale et à l'échelle globale). Cette nouvelle quantification du renouvelable en énergie finale, à côté de l'indice d'amélioration en CO<sub>2</sub> évoqué précédemment, permettra aux entreprises de disposer d'un outil supplémentaire pour leur management, leur communication et leur marketing.
- Un soin tout particulier a été accordé au sens physique de cet indice, précisément afin de disposer d'outils utiles aux prises de décisions. Nous pensons ici tout particulièrement aux possibilités de distinguer les efforts en matière d'amélioration de l'efficacité énergétique d'une part et en matière de production d'énergie renouvelable d'autre part.

Après analyse, il a finalement été proposé de retenir non pas un seul mais bien deux indices (ou fractions) SER, l'un plus orienté vers l'implication en SER à l'échelle locale,  $F_{SER}$ , et l'autre plus orienté vers l'échelle globale,  $F_{dSER}$ . Ceci permet de répondre à certaines demandes de valorisation possible de la part renouvelable de l'électricité verte achetée par les sites industriels.

L'établissement et le suivi de ces indices constitue bien un objectif de moyen et non de résultat dans le cadre des accords de branche de deuxième génération.

### 3.4.2. Définitions

- **Energie produite à partir de sources renouvelables (SER)** : une énergie produite à partir de sources non fossiles renouvelables, à savoir : énergie éolienne, solaire, aérothermique, géothermique, hydrothermique et hydroélectrique, biomasse, gaz de décharge, gaz des stations d'épuration d'eaux usées et biogaz ;
- **Energie aérothermique** : une énergie emmagasinée sous forme de chaleur dans l'air ambiant ;
- **Energie géothermique** : une énergie emmagasinée sous forme de chaleur sous la surface de la terre solide ;
- **Energie hydrothermique** : une énergie emmagasinée sous forme de chaleur dans les eaux de surface ;
- **Biomasse** : la fraction biodégradable des produits, des déchets et des résidus d'origine biologique provenant de l'agriculture (y compris les substances végétales et animales), de la sylviculture et des industries connexes, y compris la pêche et l'aquaculture, ainsi que la fraction biodégradable des déchets industriels et municipaux ;
- **SER ayant pour origine le périmètre du site industriel** : la machine de production de l'électricité / de la chaleur / du froid appartient au périmètre du site industriel.
  - Une exception : le « gaz vert ».
 

La part renouvelable de la consommation de gaz achetée sur le réseau de distribution de gaz est traitée différemment. La part renouvelable de ce gaz entrant dans une machine de production d'électricité / de chaleur / de froid appartenant au périmètre du site ne sera pas considérée comme SER ayant pour origine le site.

La logique est ici d'adopter une position cohérente avec la façon dont est prise en compte l'électricité verte.
  - Logiquement, cette définition exclut, a priori, la prise en compte de la part renouvelable de l'électricité verte.
 

Il n'est cependant pas impossible de rencontrer des exceptions. Ce serait l'exemple d'une industrie mettant à disposition d'un tiers des toitures pour la pose de panneaux solaires photovoltaïques. Si, d'une façon ou d'une autre, ce tiers revend sous forme d'électricité verte la production du champ de capteurs photovoltaïques aux acteurs du site industriel alors l'électricité verte ainsi achetée pourrait être valorisée comme SER ayant pour origine le site. Ce qui doit être vérifié ici est l'appartenance ou non au périmètre du site de ce champ de capteurs.

Il faut pour ce faire répondre aux questions suivantes :

- Les capteurs sont-ils mis en œuvre pour alimenter en priorité le site ?
- La quantité d'énergie produite par ces capteurs est-elle connue ?

Si les deux réponses sont oui alors cette électricité verte sera comptabilisée comme SER ayant pour origine le site.

Exemples :

- L'électricité produite par une éolienne qui appartient au périmètre du site industriel est considérée comme une SER ayant pour origine le site ;
- Le biogaz alimentant une cogénération qui appartient au périmètre du site industriel est considérée comme une SER ayant pour origine le site ;
- La chaleur et/ou l'électricité en provenance d'une cogénération alimentée à l'huile de colza ne sera pas considérée comme une SER ayant pour origine le site si l'unité de cogénération n'appartient pas au périmètre du site.

### 3.4.3. Définition et sens physique des indices

-  $F_{SER}$

*Définition*

Fraction ou rapport entre, d'une part, l'énergie finale produite à partir de sources renouvelables ayant pour origine le périmètre du site industriel et, d'autre part, l'énergie finale totale consommée sur le site.

*Sens physique*

Part des SER autoproduites dans la consommation totale du site.

L'indice  $F_{SER}$  permet donc de valoriser l'énergie SER autoproduite et exportée. L'idée est de valoriser une entreprise qui produit de l'énergie SER et qui en fait profiter des acteurs situés en dehors de son périmètre.

-  $F_{dSER}$

*Définition*

Fraction ou rapport entre, d'une part, l'énergie finale produite à partir de sources renouvelables consommée sur le site et, d'autre part, l'énergie finale totale consommée sur le site.

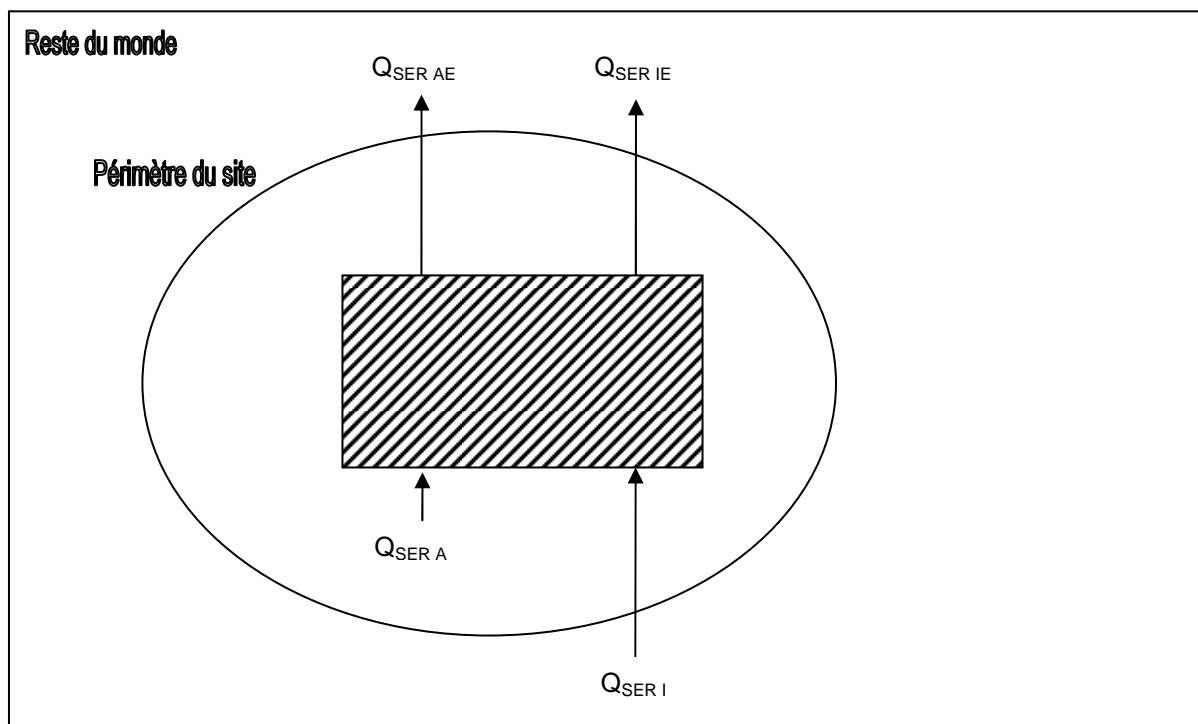
*Sens physique*

Plus simplement, il s'agit donc du rapport entre, d'une part, la consommation de SER sur le site et, d'autre part, l'énergie totale consommée sur le site.

L'indice permet de mesurer la contribution du site au développement des SER (toutes origines de production confondues).

Cet indice permet, entre autres, de tenir compte de la part renouvelable de l'électricité verte importée par le site industriel (demande formulée par certaines fédérations). Il permet également de mesurer la contribution du site au développement des filières renouvelables.

### 3.4.4. Calcul



#### Signification des indices :

- A : flux autoproduit (dans le sens SER dont l'origine est le périmètre du site)
- I : flux importé (dans le sens SER dont l'origine n'est pas le périmètre du site)
- E : flux exporté (dans le sens SER dont la destination est extérieur au périmètre du site)

La première remarque importante à faire est que les indices définis ici le sont en énergie finale et non en énergie primaire ou en émissions de CO<sub>2</sub>. Par conséquent, il faut d'abord s'entendre sur la définition de ce qu'on entend par « énergie totale consommée par le site », qui intervient au dénominateur des indices.

Par définition, on considère ce total comme l'addition, pour tous les vecteurs « énergie approvisionnée » et « matières énergétiquement valorisées », des totaux annuels consommés (ce qui signifie qu'on soustrait bien les exports), en énergie finale.

Par convention, on utilise :

- Les kWh (kilowattheures électriques) pour l'électricité ;
- Des kWh également (estimés en pouvoir calorifique inférieur) pour tous les autres vecteurs (combustibles)

Puis on les additionne pour obtenir le total annuel consommé en énergie finale.

Une deuxième remarque consiste à préciser les quantités d'énergie finales à considérer dans le calcul des indices  $F_{SER}$  et  $F_{dSER}$  :

- Pour l'énergie renouvelable sous forme d'électricité seule (photovoltaïque, éolienne, hydraulique...), il s'agit de l'énergie produite ;
- Pour l'énergie renouvelable sous forme de chaleur seule ou de froid (chaudière biomasse, chaudière biogaz, ...), il s'agit de l'énergie consommée (par la chaudière,...) ;
- Pour l'énergie renouvelable produite d'une cogénération biomasse, il s'agit de l'énergie consommée par la cogénération ;
- Pour l'énergie renouvelable produite par les pompes à chaleur, il y a lieu de se référer aux conventions reprise à la section 3.4.4.3.

#### 3.4.4.1. $F_{SER}$

$$F_{SER} = 100 \times Q_{SER A} / Q_{tot \text{ Conso Site}}$$

Où :

- $Q_{SER A}$  est la quantité d'énergie produite à partir de sources renouvelables dont l'origine est imputable au périmètre du site industriel ; elle s'exprime dans les mêmes unités et avec les mêmes principes que ceux définis plus haut ;
- $Q_{tot \text{ Conso Site}}$  est la quantité totale d'énergie consommée sur le site telle que définie plus haut.

#### **Remarques :**

- $Q_{SER A}$ , et  $Q_{tot \text{ Conso Site}}$  sont exprimés en énergie finale ;
- $F_{SER}$  est sans unité et exprimé en % ;
- Les conventions de prise en compte et de répartition des contenus énergétiques applicables sont ceux décrit dans le § 3.1.

#### *Exemple :*

Nous fournissons ici un exemple simple permettant de comprendre le principe de l'indice.

- Une éolienne appartient au périmètre d'un site industriel. Cette éolienne produit 2.000 MWh d'électricité par an. Le site n'exporte pas d'énergie électrique. La consommation totale du site est de 10.000 de MWh/an, dont 4000 MWh d'électricité :
  - $Q_{SER A} = 2.000 \text{ MWh}$  ;
  - $Q_{tot \text{ Conso Site}} = 10.000 \text{ MWh}$  ;
  - $F_{SER} = 100 \times (2.000) / 10.000 = 20 \%$

#### 3.4.4.2. $F_{dSER}$

$$F_{dSER} = 100 \times (Q_{SERA} - Q_{SER AE} + Q_{SER I} - Q_{SER IE}) / Q_{tot \text{ Conso Site}}$$

Où :

- $Q_{SERA}$  est la quantité d'énergie produite à partir de sources renouvelables dont l'origine est imputable au périmètre du site industriel ; elle s'exprime dans les mêmes unités et avec les mêmes principes que ceux définis plus haut ;
- $Q_{SER AE}$  est la quantité d'énergie produite à partir de sources renouvelables dont l'origine est imputable au périmètre du site industriel et qui est exportée ; elle s'exprime dans les mêmes unités et avec les mêmes principes que ceux définis plus haut ;
- $Q_{SER I}$  est la quantité d'énergie produite à partir de sources renouvelables dont l'origine n'est pas imputable au périmètre du site (SER « importée ») ; elle s'exprime dans les mêmes unités et avec les mêmes principes que ceux définis plus haut ;
- $Q_{SER IE}$  est la quantité d'énergie produite à partir de sources renouvelables dont l'origine n'est pas imputable au périmètre du site et qui est exportée ; elle s'exprime dans les mêmes unités et avec les mêmes principes que ceux définis plus haut ;
- $Q_{tot \text{ Conso Site}}$  est la quantité totale d'énergie consommée sur le site.

#### **Remarques :**

- $Q_{SER I}$ ,  $Q_{SER IE}$  et  $Q_{tot \text{ Conso Site}}$  sont exprimés en énergie finale ;
- $F_{dSER}$  est sans unité et exprimé en % ;
- $Q_{SER I}$ ,  $Q_{SER IE}$ ,  $Q_{tot \text{ Conso Site}}$  sont calculés au départ des données issues du tableau des consommations ;
- Les conventions de prise en compte et de répartition des contenus énergétiques applicables sont ceux décrit dans le § 3.1. Nous pensons tout particulièrement à la façon de prendre en compte les parts SER exportées.

Le principe est le suivant : ajouter au numérateur de  $F_{SER}$  les énergies produites à partir de sources renouvelables consommées par le site, non comptabilisées dans  $F_{SER}$ .

*Par exemple :*

- La part renouvelable de la consommation d'électricité verte achetée sur le réseau (achat à justifier via un contrat de fourniture d'électricité verte) ;
- La part renouvelable de la consommation de gaz achetée sur le réseau de distribution de gaz (achat à justifier via un contrat de fourniture de gaz vert) ;
- La consommation de chaleur et/ou de l'électricité issue d'une unité de cogénération biomasse n'appartenant pas au périmètre du site ;
- Et, en général, l'achat ou la cession d'une énergie consommée par le site et produite à partir d'une source renouvelable d'énergie provenant d'une installation n'appartenant pas au périmètre du site.

Dans tous les cas, le double comptage d'une énergie renouvelable n'est jamais autorisé.

*Exemple :*

- Nous repartons de l'exemple exposé ci-dessus pour l' $F_{SER}$ . Supposons à présent que l'électricité achetée sur le réseau soit de l'électricité verte. Suivant les conventions ci-dessous il y a lieu de considérer qu'une partie forfaitaire de cette électricité est renouvelable. Supposons que pour l'année considérée 100 % de l'électricité verte soit d'origine renouvelable. L'utilité « électricité » est toujours de 4000 MWh (2000 + 2000). On peut alors déterminer :
  - $Q_{SER A} = 2.000$  MWh (pas de changement par rapport à l'exemple précédent) ;
  - $Q_{tot\ Conso\ Site} = 10.000$  MWh (pas de changement) ;
  - $Q_{SER I} = 2.000$  MWh (100% de l'électricité achetée est renouvelable) ;
  - $F_{dSER} = 20 \% + 100 \times (2.000) / 10.000 = 20 \% + 20 \% = 40 \%$

### 3.4.4.3. Conventions

- L'intention de la méthode proposée est de ne comptabiliser comme énergie produite à partir de sources renouvelables que les biocarburants, les bioliquides, la biomasse solide et gazeuse satisfaisant les exigences de durabilités au sens de la directive 2009/28/CE<sup>1</sup> et du RAPPORT DE LA COMMISSION AU CONSEIL ET AU PARLEMENT EUROPÉEN sur les exigences de durabilité concernant l'utilisation de sources de biomasse solide et gazeuse pour l'électricité, le chauffage et le refroidissement<sup>2,3</sup>.

<sup>1</sup> DIRECTIVE 2009/28/CE DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE.

<sup>2</sup> COMMISSION EUROPÉENNE, Bruxelles, le 25.2.2010, COM(2010)11 final, RAPPORT DE LA COMMISSION AU CONSEIL ET AU PARLEMENT EUROPÉEN sur les exigences de durabilité concernant l'utilisation de sources de biomasse solide et gazeuse pour l'électricité, le chauffage et le refroidissement, SEC(2010) 65 final, SEC(2010) 66 final.

<sup>3</sup> Par souci de commodité, il est rappelé que les critères de durabilité de la directive sur les énergies renouvelables sont les suivants: l'article 17, paragraphe 2, fixe les valeurs minimales de réduction des GES à 35%, puis 50% à partir du 1er janvier 2017 et 60% à partir du 1er janvier 2018 pour les biocarburants et bioliquides produits dans des installations où la production aura démarré le 1er janvier 2017 ou postérieurement. Conformément à l'article 17, paragraphe 1, les déchets et résidus doivent seulement satisfaire aux exigences minimales en matière de GES, mais pas aux autres critères. L'article 17, paragraphes 3, 4 et 5, dispose que les matières premières ne proviennent pas, respectivement, de zones riches en biodiversité, de zones présentant un important stock de carbone ni de tourbières non drainées. L'article 17, paragraphe 6, dispose que les matières premières agricoles cultivées dans la Communauté sont obtenues conformément à la réglementation spécifique de l'UE. L'article 18, paragraphe 1, dispose que les opérateurs économiques respectent les critères en utilisant la méthode du bilan massique pour vérifier la chaîne de conservation.

- Façon de comptabiliser l'électricité verte achetée par les entreprises : la part renouvelable de l'électricité verte achetée est comptabilisée en se basant sur les valeurs communiquées par la CWaPE dans son RAPPORT ANNUEL SPÉCIFIQUE sur « L'évaluation du fuel - mix des fournisseurs d'électricité en Wallonie ». A titre d'exemple, la part renouvelable de la fourniture d'électricité verte des différents fournisseurs verts communiquée dans le rapport 2009<sup>4</sup> est la suivante :

| Fournisseur                      | % SER |
|----------------------------------|-------|
| ELECTRABEL sa Vert(s)            | 100%  |
| Electrabel Customer Solutions sa | 100%  |
| ENECO International bv           | 100%  |
| E.ON Belgium sa                  | 100%  |
| ESSENT Belgium nv                | 100%  |
| LAMPIRIS sa                      | 100%  |
| NUON Belgium nv Vert(s)          | 100%  |
| SPE sa                           | 100%  |
| BELPOWER International sa        | 100%  |
| ENERGIE 2030 AGENCE sa           | 100%  |

La part renouvelable de l'électricité grise<sup>5</sup> (électricité non « verte » achetée sur le réseau) n'est pas comptabilisée.

- Prise en compte des pompes à chaleur (PAC) (aérothermie, géothermie, hydrothermie). La part renouvelable de l'énergie produite au départ d'une PAC est comptabilisée de la façon suivante :

$$Q_{SER\ PAC} = Q_{utilisable} \times (1 - 1/FPS)$$

Où :

- $Q_{utilisable}$  = l'énergie utilisable totale qui est délivrée par des pompes à chaleur mise en œuvre comme suit : seules sont prises en compte les pompes à chaleur pour lesquelles  $FPS > 2,5 \times 1,15 = 2,875$  (lorsque le compresseur est actionné par un moteur électrique)<sup>6</sup> ;
- FPS = le facteur de performance saisonnier moyen estimé pour lesdites pompes à chaleur. Les modalités selon lesquelles sont estimées les valeurs de FPS sont de préférence celles décrites dans la méthode PEB. Pour les applications industrielles particulières, d'autres méthodes simplifiées pourront être utilisées pour autant qu'elles tiennent compte des performances des PAC en fonction de l'évolution des températures des sources froides et sources chaudes au cours de l'année.

### 3.5. Audit de suivi « interne au périmètre du site »

#### 3.5.1. Objectif de l'audit de suivi

Les objectifs de départ et les outils de suivi sont maintenant définis (voir 3.2, 3.3 et 3.4).

Le suivi est alors matérialisé par des audits de suivi ou « reportings annuels ». Ces audits de suivi peuvent être réalisés, soit par un auditeur agréé, soit en interne par toute personne ayant suivi une formation allégée donnant lieu à la délivrance d'un certificat, et faisant partie du personnel du site industriel étudié ou d'un autre site appartenant à la même entreprise pour autant que cet autre site soit également incorporé à

<sup>4</sup> RAPPORT ANNUEL SPÉCIFIQUE 2009, CD-11c07-CWaPE « Evaluation du fuel-mix des fournisseurs d'électricité en Wallonie (fuel mix 2009, exercice 2010)

<sup>5</sup> La notion d'électricité verte et/ou grise s'entend au sens de la CWaPE : « la mention produit vert ou gris indique que le fournisseur a distingué deux types de produits dans sa déclaration de fourniture ou, s'il ne l'a pas fait, qu'il a participé à l'exercice mensuel de rapportage vert au cours de l'année ».

<sup>6</sup> Si le compresseur est actionné par un autre type de moteur, il y a lieu de démontrer par une méthode similaire que la PAC permet une réduction de plus de 15 % de l'impact en énergie primaire.



l'accord de branche. Ce dernier cas permet aux sites industriels qui le souhaitent de réaliser leur audit de suivi eux-mêmes (prolongeant ainsi la tâche de l' « Energy team » ayant réalisé l'audit approfondi initial).

Si la structure du site examiné ne varie pas du tout par rapport à ce qui existait lors de l'année de référence, on peut comprendre que l'établissement des indices est relativement simple (voir 3.3.1.3). Il arrive cependant le plus souvent que des modifications interviennent :

- Soit parce que la structure du tableau de consommation a évolué entre l'année de référence et l'année examinée (arrivée de nouveaux usages – outils, composants, bâtiments... – ou arrêt d'anciens usages),
- Soit parce que d'autres ajustements s'avèrent indispensables pour tenir compte de la réalité du site examiné.

### **3.5.2. Modification de la structure du tableau des consommations**

#### **3.5.2.1. Prise en compte d'un usage entrant**

Nous définissons un usage « entrant » comme tout nouveau produit, tout nouvel outil ou nouveau composant industriel intégrant l'accord de branche en cours de route. Il peut s'agir :

- D'une nouvelle ligne de production au sein d'un site industriel participant déjà à un accord de branche ;
- D'un nouveau bâtiment sur un site ;
- D'un nouveau site industriel désireux de rejoindre l'accord de branche ;
- D'un nouveau produit fabriqué sur une chaîne de production existante au sein d'un site industriel participant à l'accord de branche.

La mise en route d'une nouvelle chaîne de production destinée à remplacer une ancienne pour la fabrication du même produit n'est généralement pas considérée comme un nouvel entrant mais comme une modification de procédé. Cette modification peut d'ailleurs amener un apport positif aux indices d'amélioration, au même titre qu'une mesure d'économie d'énergie, si le nouvel outil est plus efficace énergétiquement que l'ancien. Cependant, si le remplacement de l'outil est dû à des contraintes structurelles ou environnementales bien précises, entrant dans un nouveau contexte auquel l'entreprise est confrontée par rapport à la période de l'année de référence, on peut l'assimiler à un nouvel entrant.

Les caractéristiques de consommation d'énergie, d'émission de CO<sub>2</sub> et de production du nouvel entrant doivent alors être prises en considération dans le calcul des indices  $A_{EE}$ ,  $A_{CO_2}$ ,  $F_{SER}$  et  $F_{dSER}$  tant pour l'année t en cours de suivi (au numérateur des indices) que pour l'année de référence 0 (au dénominateur des indices).

Pour définir la ou les consommations et émissions spécifiques de référence du nouvel entrant, plusieurs approches peuvent être employées, classée ici par ordre de priorité :

- Déterminer ces consommations et émissions spécifiques par comparaison avec des procédés et/ou des produits identiques ou équivalents. La comparaison peut s'effectuer sur d'autres unités au sein du même site ou sur des unités jugées équivalentes sur d'autres sites (en Belgique ou à l'étranger) ;
- Calculer ces consommations et émissions spécifiques à partir des caractéristiques techniques annoncées ou garanties par les fournisseurs d'équipements ;
- Calculer ces consommations et émissions spécifiques sur base d'une campagne de mesures ou d'un audit énergétique portant sur une année de production entière. Dans ce cas, on s'assurera que le début de la période sur laquelle porte la campagne de mesures ou l'audit se place après la phase de mise en régime de l'unité de production ou du site concerné.

#### **3.5.2.2. Prise en compte d'un usage sortant**

Un usage « sortant » peut être par exemple :

- Une unité de production mise à l'arrêt ;
- Un site industriel cessant ses activités ;
- Un site industriel ne désirant plus participer à l'accord de branche.

La manière la plus simple de prendre en compte un sortant dans le calcul des indices d'amélioration consiste à supprimer sa contribution tant au numérateur qu'au dénominateur des indices. En pratique, l'opération est très généralement automatique puisque l'indicateur d'activité correspondant devient nul. Attention toutefois aux bâtiments dont l'indicateur d'activité est la surface (m<sup>2</sup>) : en cas de désactivation de ce bâtiment sans nécessairement de démolition (ce qui forcerait la surface à devenir nulle), l'indicateur d'activité du bâtiment sortant doit être forcé à 0.

### 3.5.3. Ajustements

Comme évoqué en 3.3.2.2, d'autres éléments que la variation du climat ou que les entrants ou sortants peuvent constituer des événements auxquels le site et ses acteurs ont été confrontés mais qui n'appartiennent pas à leur zone d'influence ou de pouvoir. Suivant le principe général défini pour les indices d'amélioration, il faut pouvoir se départir de l'influence de ces événements par l'application d'ajustements.

Ces ajustements peuvent être dus à des causes conjoncturelles ou structurelles, nécessitant la correction des indices pour un temps réduit (généralement la ou les seule(s) année(s) affectée(s) par les événements conjoncturels) ou pour la suite du suivi (dans le cas d'événements structurels).

Dans ces cas, il est admissible pour le site industriel concerné de tenir compte dans son audit de suivi et dans son reporting annuel d'une correction ou d'un ajustement des indices obtenus. Mais il faut pour cela respecter deux principes.

Il faut premièrement que l'ajustement résulte d'un calcul détaillé, clair et complet, étayé de chiffres traçables et explicables, calcul soumis préalablement à la fédération, généralement dans une note confidentielle spécifique.

Et il faut ensuite que la correction proposée porte sur la construction du chiffre « théorique » ou « de référence » (apparaissant au dénominateur des indices) et non sur le chiffre « réel » (apparaissant au numérateur des indices). Ce sont en effet toujours les conditions réelles qui doivent apparaître au numérateur des indices.

Ces ajustements, proposés par les sites industriels à leur fédération puis ensuite par ces fédérations au Comité Directeur de l'accord de branche, doivent d'abord être présentés à l'expert technique, puis ensuite avalisés par le Comité Directeur, avant d'être formellement adoptés.

#### 3.5.3.1. Causes d'ajustements conjoncturels

On peut citer dans cette catégorie, cette liste n'étant pas exhaustive :

- Une période d'arrêt ou – ce qui est généralement plus pénalisant d'un point de vue énergétique – de maintien en « stand-by » d'installations ou parties d'installations pour des raisons économiques particulières (chômage économique) ;
- Un arrêt ou stand-by pour des raisons accidentelles (incendie) ;
- Une modification de charge liée à des travaux internes ou externes au site ;
- ...etc.

#### 3.5.3.2. Causes d'ajustements structurels

On trouvera plutôt ici :

- La surconsommation d'énergie imputable à une modification de législation environnementale ou à de nouvelles obligations en ce domaine ;
- Une modification du type de matières premières utilisées pour des raisons environnementales ou autres ;
- Une modification des contraintes législatives ou juridiques affectant la consommation d'énergie de certains usages ;
- ...etc.

### **3.5.4. Recouplement des indices $A_{EE}$ et $A_{CO2}$ avec les pistes réalisées**

Pour évaluer la pertinence des chiffres obtenus au cours de l'audit de suivi, il est important de valider, de recouper la valeur des indices calculés (intégrant éventuellement des ajustements, comme défini plus haut), avec l'apport théorique escompté lors de l'audit initial des pistes d'amélioration effectivement mises en œuvre depuis l'année de référence. Si une anomalie est constatée, un retour sur le calcul et/ou sur les ajustements s'impose (exemple : il faudrait que la piste mise en œuvre « ait tourné » 12.000 heures sur l'année pour expliquer l'amélioration calculée).

## **3.6. Evaluation approfondie intermédiaire**

### **3.6.1. Objectif de l'évaluation approfondie**

Les opérations réalisées au cours des audits de suivi sont – et doivent rester – relativement simples afin de ne pas forcer les sites industriels à réaliser de nouveaux audits chaque année.

Néanmoins, cette simplicité peut induire certaines distorsions et diminuer la qualité et la précision de l'ensemble si des audits de suivi seuls sont réalisés au long de la durée de l'accord de branche. De plus, l'influence sur les objectifs des événements apparus lors des audits de suivi doit également être évaluée et vérifiée.

Pour cette raison, un nouvel audit approfondi, correspondant au même type de travail que celui réalisé pour l'audit initial bien que sensiblement moins lourd (car l'essentiel reste identique) est très fortement conseillé au cours de l'accord de branche si des modifications importantes de structure se sont produites depuis l'année de départ (la nécessité d'un tel audit est à évaluer en accord avec le Comité Directeur de l'accord de branche).

Sauf avis formel du Comité Directeur, cet audit n'est pas obligatoire.

Lorsqu'il n'est pas obligatoire, il peut être remplacé par une évaluation approfondie intermédiaire si l'entreprise le désire.

### **3.6.2. Mise à jour de la structure du tableau de consommation**

L'évaluation approfondie devra notamment remettre à jour la structure du tableau de consommation pour tenir compte de l'ensemble des usages existant lors de la réalisation de l'évaluation approfondie (intégration complète des nouveaux entrants et suppression des sortants).

### **3.6.3. Mise à jour du plan d'amélioration et réévaluation de l'objectif**

L'évaluation approfondie, tenant compte d'une situation réelle postérieure à celle existant au moment de l'établissement du plan d'action (établi lors de l'audit initial), devra intégrer l'apport des pistes d'amélioration effectivement mises en œuvre, vérifier et remettre à jour le plan d'action avec les pistes restantes (ou éventuellement d'autres, nouvelles), en utilisant les mêmes critères que ceux définis initialement pour fixer les cibles et objectifs en termes d'indices d'amélioration mais en réévaluant le tout avec des prix mis à jour de façon générale, spécifiquement pour ce qui est des prix des vecteurs énergétiques.

L'objectif à atteindre au terme de l'accord de branche (2005 – 2020) pourra ainsi être réévalué le cas échéant, tout en notant que les limites restent celles des obligations contraignantes fixées à l'issue de l'audit approfondi initial.

### **3.7. Remise à niveau intermédiaire du plan d'action**

Si un audit approfondi intermédiaire n'est pas obligatoire au cours de l'accord de branche de deuxième génération, au minimum une remise à niveau intermédiaire du plan d'action est par contre quant à elle imposée aux sites faisant partie de l'accord de branche de deuxième génération.

Cette remise à niveau doit reprendre les éléments listés en 3.6.3 ci-dessus, à savoir une intégration des pistes d'amélioration effectivement mises en œuvre, une vérification et une remise à jour du plan d'action avec les pistes restantes (ou éventuellement d'autres, nouvelles), et une réévaluation du tout avec des prix mis à jour de façon générale, spécifiquement pour ce qui est des prix des vecteurs énergétiques, tout en conservant les mêmes critères que ceux du plan d'action initial.

L'objectif à atteindre au terme de l'accord de branche (2005 – 2020) sera ainsi réévalué, le cas échéant, tout en notant ici également que les limites restent celles des obligations contraignantes fixées à l'issue de l'audit approfondi initial.

## 4. Audit externe au périmètre du site industriel

### 4.1. Intérêt/Objectif poursuivi

Les chapitres précédents décrivent la méthode qui est mise en œuvre dans le cadre des accords de branche pour mettre en évidence les réductions d'émissions de CO<sub>2</sub> réalisables et réalisées à l'intérieur du périmètre de l'entreprise.

Dans le cadre de l'élaboration d'une société à bas carbone à long terme (2050), les ambitieux objectifs en matière de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> ne pourront être atteints qu'au travers des efforts respectifs, et équitablement répartis, des différents secteurs (transports, agriculture, bâtiments, énergie, industrie, ...). Dans ce contexte, il sera également de plus en plus nécessaire de rechercher non seulement les réductions d'émissions que chaque entreprise pourra réaliser elle-même sur son site, mais également celles qui pourraient être générées indirectement par ses décisions et ses choix portant sur ses approvisionnements et sur la distribution, l'usage et la fin de vie de ses produits. Dans ces conditions, il apparaît indispensable que les entreprises et leurs sous-traitants s'associent pour que globalement les émissions de CO<sub>2</sub> de la Wallonie diminuent.

L'objectif de cet « audit externe au périmètre du site » est ainsi d'initier une dynamique de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> indirectes.

Dès lors, ce chapitre précise les conditions dans lesquelles les entreprises établiront un « mapping CO<sub>2</sub> » :

- soit de leur(s) produit(s) sur l'ensemble de leur cycle de vie ;
- soit de l'impact CO<sub>2</sub> de leur activité tant à l'intérieur qu'à l'extérieur de leur site de production.

Ce chapitre présentera ensuite l'indicateur de suivi de réductions des émissions de CO<sub>2</sub> en dehors du périmètre du site.

Les méthodes d'évaluation d'émissions considérées dans ce chapitre font appel à de nombreuses données dont la détermination présente de grandes incertitudes et nécessite le choix d'un certain nombre d'hypothèses qui peuvent varier d'une analyse à l'autre. En outre, le choix de la méthode, et même le choix de l'approche (cycle de vie d'un produit ou impact de l'activité d'un site de production) sont laissés à l'appréciation des entreprises. Dans ces conditions, des comparaisons entre cycles de vie ou entre évaluations d'impacts seraient sans fondement et **ne seront en aucun cas effectuées**. Ces analyses serviront exclusivement de ligne directrice dans la réflexion de chaque entreprise concernée afin d'évaluer l'efficacité de ses choix.

### 4.2. Détermination et suivi du « mapping CO<sub>2</sub> »

#### 4.2.1. Détermination du mapping CO<sub>2</sub>

Pour répondre à l'objectif ci-dessus, les entreprises sont amenées à effectuer un mapping<sup>7</sup> CO<sub>2</sub> de leurs produits ou de leur activité.

L'objectif du mapping CO<sub>2</sub> est de permettre aux entreprises de déterminer les étapes des cycles de vie qui génèrent les émissions les plus importantes (et donc les plus exposées aux variations de prix du carbone), d'examiner dans quelle mesure elles pourraient avoir une influence sur ces émissions et d'identifier des projets concrets et mesurables visant à les réduire.

Si l'entreprise fait le choix d'un mapping « produit », elle choisira le ou les produits phares de sa gamme, ou identifiera une ou plusieurs familles de produits, et en déterminera leur mapping CO<sub>2</sub>. Le mapping CO<sub>2</sub> « produit » détermine les différentes étapes émettrices de CO<sub>2</sub> tout au long du cycle de vie du produit et permet de repérer celles qui produisent les émissions les plus importantes..

---

<sup>7</sup> Parfois appelée « empreinte CO<sub>2</sub> » dans le cas d'une analyse qui se focalise sur les émissions de CO<sub>2</sub> aux différentes étapes du cycle de vie

L'approche alternative est de réaliser un bilan carbone ou CO<sub>2</sub> du site industriel. Dans cette approche, l'analyse consiste plutôt à examiner les émissions induites par l'activité d'un site de production, à commencer par les émissions directement produites sur le site industriel puis celles qui sont émises en-dehors du site (transports, déplacements des employés, préparation et transport des matières premières, émissions à l'usage des produits,...),

On notera que dans les deux cas, l'analyse demandée est complémentaire à l'audit interne à l'entreprise qui fait l'objet des chapitres précédents. De fait, l'analyse tirera profit des éléments de l'audit et quantifiera les émissions liées aux éléments extérieurs.

**La méthode utilisée par le site industriel pour réaliser ce mapping est laissée à son libre choix pour autant qu'elle réponde aux critères énoncés ci-dessous (chapitre 4.2.1.1) et qu'elle appartienne à une des catégories ci-après (chapitre 4.2.1.2).**

**La méthode choisie peut donc être déterminée par produit.** (Un site pourrait choisir une méthode différente pour 2 produits en fonction d'une étude existante pour un produit, d'une meilleure applicabilité d'une méthode pour un autre produit etc...).

#### 4.2.1.1. Critères à respecter par la méthode de mapping CO<sub>2</sub> :

- La méthode doit au minimum comporter les phases suivantes :
  - Détermination des produits, sous-produits (pouvant être des énergies produites), du périmètre etc...
  - Collecte des données
  - Calcul des impacts CO<sub>2</sub>
  - Interprétation des résultats/détermination des hot spots CO<sub>2</sub> (étapes les plus émettrices en CO<sub>2</sub>)
- Les résultats à obtenir sont d'identifier :
  - les émissions en tonnes de CO<sub>2</sub> de chacune des étapes ;
  - les étapes les plus émettrices (hot spots CO<sub>2</sub>) et celles où l'entreprise peut agir
- Les « étapes » minimales à prendre en compte dans le mapping CO<sub>2</sub> sont :
  - les intrants (matières premières),
  - l'acheminement de ces intrants jusqu'au site,
  - l'énergie sur le site,
  - le fret des produits,
  - l'utilisation du produit,
  - la fin de vie du produit.

Le fait de réaliser un mapping CO<sub>2</sub> « du berceau à la tombe » (« cradle-to-grave ») permet à l'entreprise d'investiguer l'ensemble des étapes du cycle de vie et avoir ensuite toutes les cartes en main pour la détermination de mesures de réduction des émissions.

#### 4.2.1.2. Catégories de méthodes:

La méthode utilisée doit être soit une des méthodes recensées par la Commission Européenne, soit se baser sur des études existantes. La méthode doit donc appartenir à l'une des deux catégories ci-dessous :

##### 1. *Méthodes recensées par la Commission Européenne :*

- LCA (Life Cycle Assessment) ou ACV (Analyse de Cycle de vie) basée sur normes ISO 14040 à 14044 ;
- Bilan Carbone de l'ADEME, GRI (Global Reporting Initiative), WRI GHG Protocol, ISO 140064, DEFRA guidance on GHG\_reporting\_ etc... : ce sont des méthodes axées sur l'empreinte CO<sub>2</sub> d'un site ou d'un territoire ;

- PAS 2050 (norme développée par le BSI), le référentiel BPX X30-323 de l'Afnor, WRI GHG Protocol, etc... : ce sont des méthodes axées sur l'empreinte CO2 d'un produit ou un service.

Les objectifs de ces méthodes peuvent être très différents des objectifs recherchés dans le cadre des accords de branche. Pour faciliter le choix de la méthode, le tableau ci-dessous donne une indication des objectifs de ces différentes méthodes :

| <b>Méthode</b>   | <b>Objectif principal</b>  |
|--|--|
| LCA  | Déterminer les impacts environnementaux tout au long du cycle de vie d'un produit afin d'en améliorer le profil environnemental                    |
| <b>Site, Activité, territoire</b>                      |  |
| Bilan Carbone  | Estimer les émissions des GES d'un site et évaluer la dépendance aux énergies fossiles   |
| GRI (Global Reporting Initiative)                      | Réaliser les bilans économiques, sociaux et environnementaux d'une organisation pour en mesurer la performance en matière de développement durable |
| GHG Protocol (initié par le World Resources Institute) | Communiquer les émissions des GES d'une organisation   |
| ISO 140064   | Evaluer et promouvoir la réduction des gaz à effet de serre et les échanges de droits d'émission   |
| DEFRA guidance on GHG reporting                        | Lignes directrices pour l'évaluation des émissions de GES, basées sur le GHG Protocol  |
| <b>Produit</b>   |  |
| PAS 2050   | Evaluer les émissions de GES des produits et services  |
| Référentiel BPX X30-323 de l'Afnor                     | Affichage environnemental  |

Cette liste n'est pas limitative. Vu le développement dans le domaine, il est plus que probable que de nouvelles méthodologies valables apparaissent rapidement. La méthodologie choisie doit être du même niveau que les méthodologies reprises ci-dessus.

Notons par ailleurs que la Commission Européenne travaille actuellement à l'harmonisation des méthodologies. Dès lors, si l'une ou l'autre méthode « harmonisée » voyait le jour, il serait évidemment recommandé d'utiliser par la suite cette méthode. (Transition restant à définir)

## 2. Méthode se basant sur des études existantes :

De nombreuses études analysant le cycle de vie de produits ou de services sont déjà disponibles ou en cours d'élaboration. Les entreprises peuvent proposer de se baser sur des études existantes, européennes ou internationales, analysant des produits similaires à leurs produits. L'entreprise devra néanmoins s'assurer que la transposition des résultats de l'étude (ou des études) à leur production et leur situation soit correctement réalisée en les adaptant à des données locales (pour le transport p.ex.). En adaptant l'étude à son propre cas, l'entreprise se rend ainsi maître de son outil d'étude.

Toutefois, avant de valoriser et adapter une étude existante, l'entreprise doit mettre en balance le temps et le budget nécessaire pour l'adaptation de l'étude existante par rapport à la réalisation d'une nouvelle étude démarrant à la base. Dans tous les cas, les études existantes pourront être utilement consultées comme source de données.

De la même manière, les entreprises recourant à des processus de production similaires peuvent se regrouper pour réaliser une étude « sectorielle » ou « sous-sectorielle ». Un des avantages d'une étude sectorielle est de permettre aux entreprises participantes de gagner du temps dans la collecte

de données. Ici aussi, chaque entreprise doit réaliser un travail complémentaire pour transposer les résultats de l'étude sectorielle à ses données locales

Attention également au fait que certaines méthodes conviennent pour des études sectorielles (LCA p.ex.) alors que d'autres sont moins adaptées (Bilan Carbone p.ex.).

#### *Remarques*

- Certaines de ces méthodes donnent plus d'importance au développement de certaines étapes qu'à d'autres. D'une méthode à l'autre, ces choix peuvent être différents, avec des degrés de précision et des exigences méthodologiques variables.
- Par ailleurs, certaines méthodes s'intéressent uniquement aux gaz à effet de serre (méthodes monocritères) tandis que d'autres s'intéressent aux différents impacts environnementaux (méthodes multicritères). Etant donné que certaines optimisations peuvent entraîner des réductions d'émissions de CO<sub>2</sub> au global mais peuvent, par contre, avoir un impact négatif au niveau environnemental, il peut être intéressant (mais non requis) d'utiliser une méthode multicritères (ACV p.ex.) afin de réaliser des choix en complète connaissance de cause.
- La collecte de données représente une part importante du travail à effectuer dans un mapping CO<sub>2</sub>, quelle que soit la méthode utilisée. Afin d'aider les entreprises sur cette partie, la fédération pourrait jouer un rôle à ce niveau en créant une plate-forme sectorielle (voir même intersectorielle) d'échange de données et/ou de sources de données.
- Afin de déterminer le niveau de détail des données à collecter pour chacune des différentes étapes, on peut se baser sur le poids CO<sub>2</sub> estimé de ces étapes. Si on constate qu'une étape a un poids CO<sub>2</sub> important, cela vaut la peine d'aller plus loin dans la recherche des données. Pour les étapes ayant un poids CO<sub>2</sub> moindre, les données « moyennes » ou « génériques » pourront suffire.

#### **4.2.2. Brainstorming CO<sub>2</sub> en dehors du périmètre du site**

Les hot spots sont les étapes de la chaîne émettant le plus de CO<sub>2</sub>. Ce sont donc les étapes sur lesquelles il faut agir prioritairement.

L'entreprise doit organiser et mener une réflexion sur les deux premiers hot spots sur lesquels elle estime pouvoir avoir une influence directement par elle-même ou indirectement en concertation avec ses partenaires.

Le troisième hot spot examiné sera le transport global tant au niveau des intrants que des sortants.

#### ***En quoi consistent ces Brainstormings CO<sub>2</sub> ?***

Les brainstormings doivent rassembler autour d'une même table toutes les personnes intéressées (et le cas échéant, les sous-traitants) par les trois « hot spots ».

Ces brainstormings doivent permettre d'établir un plan d'actions CO<sub>2</sub> « externe au périmètre du site » reprenant les pistes identifiées pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub> sur la chaîne de production, hors périmètre du site,

#### **4.3. A<sub>MCO2</sub> : Définition et calcul**

Un indicateur permettra de comptabiliser les tonnes de CO<sub>2</sub> évitées par des actions mises en place en dehors du périmètre du site.



### 4.3.1. Sélection des projets

#### **Critères à respecter pour les projets repris dans le calcul de l'indicateur**

Des « brainstormings » sortiront des propositions de projets concrets.

Pour qu'un projet soit accepté par le Comité Directeur afin de pouvoir être comptabilisé dans l'indicateur (approbation a posteriori), il doit répondre à 3 conditions :

- Il doit effectivement réduire les émissions de CO<sub>2</sub> associées au cycle de vie du produit ou au bilan carbone de l'entreprise, ce qui implique d'examiner l'impact du projet (à l'aide de la méthode de mapping CO<sub>2</sub> choisie par l'entreprise) sur toutes les étapes du cycle de vie ou sur l'ensemble du bilan carbone. Cela permettra d'éviter les transferts de pollution (CO<sub>2</sub>).
- Les réductions d'émissions peuvent être imputées à une initiative de l'entreprise (voir le cas des doubles comptages plus loin dans le texte).
- Il doit être quantifiable et faire l'objet d'un suivi (il doit être « monitorable »), ce qui implique :
  - o L'identification d'une variable d'activité qui permet de suivre l'impact du projet (tonnage de produit, nombre de pièces fabriquées,...) ; la variable doit être disponible (voir chapitre « Monitoring » ci-dessous) ;
  - o L'estimation de la réduction d'émissions unitaire (par tonne de produit, par pièce fabriquée,...), ce qui demande de calculer une émission spécifique par unité de variable d'activité avant et après la mise en œuvre du produit.

**Comme déjà mentionné ci-dessus, l'objectif général du projet doit donc bien être de s'améliorer, en réduisant ses émissions de CO<sub>2</sub>, par rapport à soi-même.** Par conséquent, on ne prendra pas en compte un projet produisant un nouveau produit plus « économe » en CO<sub>2</sub> par rapport à la concurrence, de même que les effets de substitution. Avant la mise en place du projet, il faut également établir la méthode de monitoring pour le suivi annuel de ces gains (voir ci-dessous).

#### **Définition préalable : contenu CO<sub>2</sub>**

Le contenu CO<sub>2</sub> d'un produit correspond aux émissions totales de CO<sub>2</sub>, incluant les émissions dues à l'utilisation du produit chez le consommateur mais également les émissions dues aux chaînes d'approvisionnement et de transformation énergétiques (production, transport, distribution jusqu'aux consommateurs...). C'est donc la quantité totale de CO<sub>2</sub> qui a été émise dans la succession des processus de fabrication depuis la matière première jusqu'au produit considéré.

Ces émissions de CO<sub>2</sub> sont aussi des facteurs, qui dépendent des chaînes d'approvisionnement locales et elles sont donc fortement dépendantes des pays où ces valeurs sont calculées. Dans le cas des accords de branche, l'idéal sera bien sûr d'utiliser des facteurs wallons. A cet effet, l'AWAC publiera régulièrement la liste des facteurs d'émission « officiels » ainsi que les méthodes de calcul préconisées.

#### **Catégories de projets :**

1) Intrants : il s'agit de projets qui, par exemple :

- entraînent une modification de la nature des matériaux entrants ayant un contenu « CO<sub>2</sub> » moindre (càd engendrant une réduction des consommations d'énergie produisant ces matériaux),
- entraînent, grâce à un changement de fournisseur par exemple, une modification des matériaux entrants ayant un contenu « CO<sub>2</sub> » moindre,
- entraînent une modification du poids des intrants.
- entraînent une réduction de la quantité d'intrants.

Exemple plus détaillé :

- Un projet de « dématérialisation du produit » càd une réduction de la quantité de matière nécessaire à la fabrication du produit. Par exemple une réduction de 40% de la quantité de papier dans un sachet en papier (sachet de sucre p.ex.)

- un projet d'achat d'une part « recyclée » des intrants. Tel est le cas d'une entreprise qui achetait avant du polypropylène (PP) 100% vierge et qui, maintenant, achète 90% de PP vierge et 10% de PP recyclée. Ce dernier a un contenu CO<sub>2</sub> nettement moindre que le PP vierge, ce qui réduit donc les émissions de CO<sub>2</sub> des intrants.

2) Transport : il s'agit de projets qui, par exemple :

- entraînent une réduction des distances parcourues pour le fret ou les personnes (personnel, clients, sous-traitants...),
- entraînent une réduction du poids des produits transportés,
- entraînent une augmentation du taux de chargement du véhicule ; ce qui réduit les émissions de CO<sub>2</sub> par unité de produit ;
- entraînent une réduction des émissions de CO<sub>2</sub> du transport en modifiant le mode de transport (remplacement du transport camion par des trains ou des bateaux p.ex.) pour le fret ou les personnes,
- entraînent une réduction des émissions de CO<sub>2</sub> lors du transport pour le chauffage ou le refroidissement (moins de besoins de froid dans un camion frigo p.ex.).

Exemple plus détaillé :

Un projet de réduction des « transports vides ». Une meilleure communication entre les sociétés de transport et les utilisateurs potentiels peut amener à une optimisation du chargement des transports à l' « aller » et au « retour ».

3) Utilisation : consommation d'énergie : il s'agit de projets qui, par exemple :

- diminuent les émissions de CO<sub>2</sub> engendrées par l'utilisation du produit pendant sa durée de vie (réduction de la consommation d'électricité d'appareillages électriques (électroménagers, etc...), réduction de la consommation de carburant dans les moteurs,...) ;
- entraînent une réduction de la consommation d'énergie, et donc des émissions de CO<sub>2</sub>, du propriétaire du produit (isolant dans les murs, triple vitrage, etc...).

4) Utilisation : durée de vie : il s'agit de projets qui :

- diminuent la consommation d'énergie du produit grâce à une augmentation de sa durée de vie ;

5) Recyclage/récupération :

(Un produit, en fin de vie, peut être traité de différentes manières, en partie ou en totalité : réutilisé en un nouveau produit, recyclé comme nouvelle matière première, incinéré ou jeté).

Il s'agit donc de projets qui, par exemple :

- entraînent une réduction de la consommation d'énergie, et donc des émissions de CO<sub>2</sub>, pour la collecte, l'incinération, la mise en décharge etc... du produit,
- augmentent la part recyclée ou réutilisée etc... du produit. Ce sont donc les tonnes de CO<sub>2</sub> évitées par l'économie en matière première, via ce recyclage ou cette réutilisation, qui sont comptabilisées ici, en déduisant les émissions de CO<sub>2</sub> dues au traitement du produit en fin de vie.

Exemple plus détaillé:

- Un projet, réalisé par une entreprise de nettoyage, de lavage à basse température. Ce projet a entraîné une réduction du « rebut » : le pourcentage de rebut est passé de 0,7% à 0,5%. Une réduction de la quantité de déchets à jeter a entraîné une réduction des nouveaux achats de linges.

Autres exemples impliquant plusieurs catégories:

- Un projet de production, par une entreprise, d'un nouveau type, plus compact, de poudre à lessiver, comparé aux poudres actuellement produites par cette entreprise. La nouvelle poudre est moins lourde et moins volumineuse ; ce qui entraîne donc également des économies en CO<sub>2</sub> au transport. Le lavage nécessite par ailleurs moins d'eau ; ce qui entraîne également une économie au niveau de l'utilisation.  
Ce projet impacte donc différentes catégories : Intrants, Transport et Utilisation (consommation d'énergie)
- Un projet de production, par une entreprise, d'un nouveau type de photocopieuse qui ne nécessite pas de préchauffage. Cette photocopieuse consomme donc moins d'énergie en utilisation. Un autre

avantage est qu'il y a une diminution de la quantité de matériaux « d'emballage » ; ce qui a un impact au niveau des intrants.

#### 4.3.2. Calcul des émissions de CO<sub>2</sub> évitées par un projet et monitoring

##### 4.3.2.1. Calcul des émissions de CO<sub>2</sub> évitées par un projet

L'application de la méthode retenue par l'entreprise au temps x donne les émissions globales en CO<sub>2</sub> directes et indirectes liées à son activité.

Lors de l'identification du projet, il est nécessaire de :

- voir dans quel catégorie (ci-dessus) se situe le projet et voir si plusieurs catégories sont impactées au niveau des émissions de CO<sub>2</sub> (il se peut évidemment que le site soit également « impacté » mais cet impact sur le site sera, lui, comptabilisé dans l'indice  $A_{CO_2}$  et non dans l'indice  $A_{MCO_2}$  (défini ci-dessous));
- dans le cas où une ou deux catégories sont impactées, proposer une formule de calcul pour déterminer les émissions de CO<sub>2</sub>, à utiliser annuellement pour le rapportage ;
- proposer une sélection de paramètres mesurables et monitorables qui sont utilisés dans la formule de calcul des émissions de CO<sub>2</sub>.

On fait donc une distinction si le projet impacte une ou deux catégories ou s'il en impacte plus de deux :

- Possibilité de calcul simplifié si le projet impacte une ou deux catégories :

Afin de calculer la réduction en émissions de CO<sub>2</sub> du projet réalisé, il faut appliquer la règle suivante (t étant le nombre d'années écoulés depuis l'année de référence, x étant l'année de référence) :

Emissions en CO<sub>2</sub> hors site déterminées par l'application de la formule de calcul au temps x+t

- Emissions en CO<sub>2</sub> hors site déterminées par l'application de la formule de calcul au temps x

= un delta  $\Delta$  en émissions en CO<sub>2</sub> qui représente les tonnes de CO<sub>2</sub> évitées par le projet.

- Calcul approfondi si le projet impacte plus de deux catégories :

Afin de calculer la réduction en émissions de CO<sub>2</sub> du projet réalisé, il faut réappliquer la méthode (choisie par l'entreprise pour le mapping CO<sub>2</sub>) au temps x et appliquer la règle suivante (t étant le nombre d'années écoulés depuis l'année de référence, x étant l'année de référence) :

Emissions en CO<sub>2</sub> hors site déterminées par l'application de la méthode au temps x+t

- Emissions en CO<sub>2</sub> hors site déterminées par l'application de la méthode au temps x

= un delta  $\Delta$  en émissions en CO<sub>2</sub> qui représente les tonnes de CO<sub>2</sub> évitées par le projet.

Ce résultat est repris au numérateur de l' $A_{MCO_2}$  (défini ci-dessous).

Il est évidemment primordial que l'entreprise utilise la même méthode lors de chaque calcul, en utilisant les mêmes hypothèses et les mêmes coefficients d'émissions de  $CO_2$ , afin de pouvoir réellement se comparer à elle-même et mettre en évidence son évolution.

Remarque : Si elle le souhaite, l'entreprise peut utiliser la méthode de calcul approfondi plutôt que simplifiée. C'est par exemple le cas d'une entreprise qui a réalisé un Bilan Carbone, ce qui signifie qu'elle possède généralement le fichier en interne. Si elle sait le manipuler, elle peut « facilement » le mettre à jour chaque année pour évaluer les émissions en  $CO_2$ .

#### 4.3.2.2. Monitoring

Avant la mise en place de l'action, il faut évaluer les émissions de  $CO_2$  évitées sur le cycle de vie global et établir la méthode de monitoring pour le suivi annuel de ces gains. Cette méthode de monitoring repose sur le choix des données à collecter ou autrement dit, pour chaque piste, la variable qui servira d'indicateur pour évaluer l'impact des choix qui seront faits, et quantifiant la réduction d'émissions unitaire.

Ainsi par exemple, si une entreprise envisage de réduire de 5% la quantité de matière première utilisée (en redessinant par exemple la pièce à fabriquer), le brainstorming devra préciser que le nombre de pièces produites sera la variable permettant d'évaluer l'impact et devra calculer quelle quantité d'émission de  $CO_2$  est évitée à chaque nouvelle pièce produite.

Ces données (ou variables) servent ainsi à la nouvelle application de la formule de calcul ou de la méthode choisie au temps  $x+t$  chaque année.

Voici ci-dessous un exemple des données à « monitorer » en fonction du projet retenu :

##### 1) Intrants

Unités :

- l'unité de produit analysé ou l'unité fonctionnelle (« performance quantifiée d'un système de produits destinée à être utilisée comme unité de référence »)
- nature des matériaux : tonnes de  $CO_2$ /unité de produit ;
- quantité de produits : kg (de produit)/unité de produit ;

##### 2) Transport (du fret, des personnes)

Unités :

- l'unité de produit analysé ou l'unité fonctionnelle (« performance quantifiée d'un système de produits destinée à être utilisée comme unité de référence »)
- Distance : km parcourus/unité de produit transporté ;
- Poids : kg/unité de produit transporté ;
- Émissions de  $CO_2$  liées au chauffage/refroidissement : tonnes de  $CO_2$ /unité de produit transporté ;
- Émissions de  $CO_2$  liées à la consommation d'énergie du véhicule : tonnes de  $CO_2$ /tonne kilomètre.

##### 3) Utilisation : émissions de $CO_2$ liées à la consommation d'énergie

- l'unité de produit analysé ou l'unité fonctionnelle (« performance quantifiée d'un système de produits destinée à être utilisée comme unité de référence »)
- émissions de  $CO_2$  liées à la consommation d'énergie du produit (pour un produit qui en consomme) en utilisation : tonnes de  $CO_2$ /unité de produit ;
- émissions de  $CO_2$  liées à la consommation d'énergie du consommateur (pour un produit dont l'objectif est de réduire la consommation d'énergie) en utilisation : tonnes de  $CO_2$ /an ;
- durée de vie : ans/unité de produit.

#### 4) Utilisation : durée de vie

- l'unité de produit analysé ou l'unité fonctionnelle (« performance quantifiée d'un système de produits destinée à être utilisée comme unité de référence »)
- durée de vie : ans/unité de produit.

#### 5) recyclage/récupération

- l'unité de produit analysé ou l'unité fonctionnelle (« performance quantifiée d'un système de produits destinée à être utilisée comme unité de référence »)
- fraction du produit réutilisée pour un nouveau produit : kg/unité de produit et ses émissions de CO<sub>2</sub> correspondantes (son contenu en CO<sub>2</sub>): tonnes de CO<sub>2</sub>/kg ;
- fraction du produit recyclée (en matières premières) kg/unité de produit et ses émissions de CO<sub>2</sub> correspondantes (son contenu en CO<sub>2</sub>): tonnes de CO<sub>2</sub>/kg ;
- fraction du produit utilisée comme combustible kg/unité de produit et ses émissions de CO<sub>2</sub> correspondantes (son contenu en CO<sub>2</sub>): tonnes de CO<sub>2</sub>/kg ;
- fraction du produit mis en décharge kg/unité de produit et ses émissions de CO<sub>2</sub> correspondantes (son contenu en CO<sub>2</sub>) : tonnes de CO<sub>2</sub>/kg.

#### 4.3.2.3. Exemples

Voici ci-dessous quelques exemples de formule de calcul qui peuvent être déterminées sur base de données qui sont « monitorées » annuellement :

- *Exemple de formule pour une action « Intrants » :*

Dans le cas où il y a 2 intrants A et B :

Emissions en CO<sub>2</sub> intrants = contenu CO<sub>2</sub> du produit A (tonnes de CO<sub>2</sub>/tonnes de produit) x quantité de produit A (tonnes/unité de produit) + contenu CO<sub>2</sub> du produit B (tonnes de CO<sub>2</sub>/tonnes de produit) x quantité de produit B (tonnes/unité de produit).

- *Exemple de formule pour une action « Transport » :*

Emissions en CO<sub>2</sub> transport = Energie consommée par le transport et par tonne de produit (MJ/tonne.km) x coeff conversion CO<sub>2</sub> du carburant (tonnes de CO<sub>2</sub>/MJ) x Distance (km) x poids de produit (tonne).

- *Exemple de formule pour une action « allongement de la durée de vie » :*

Emissions en CO<sub>2</sub> sur une année de vie = (tonnes de CO<sub>2</sub> de toute la chaîne de production/unité de produit) / durée de vie du produit.

- *Exemple de formule pour une action « Recyclage » :*

Emissions en CO<sub>2</sub> projet « recyclage » = quantité de matière par unité de produit (kg/unité de produit) x fraction de matières recyclées (%) x émissions de CO<sub>2</sub> c-à-d le contenu CO<sub>2</sub> du matériau recyclé (tonnes de CO<sub>2</sub>/kg).

#### 4.3.2.4. Remarques

##### **Réduction des émissions de CO<sub>2</sub> sur la chaîne de production en dehors de la Wallonie**

Ces gains sont comptabilisés dans l'indicateur A<sub>MCO2</sub> (défini ci-dessous).

##### **Durée de prise en compte des émissions de CO<sub>2</sub> évitées par un projet**

Les tonnes de CO<sub>2</sub> évitées par un projet sont comptabilisés dans l'A<sub>MCO2</sub> (défini ci-dessous) recalculé chaque année, tant que le projet est « actif », c'est-à-dire tant que le projet a de réelles retombées au niveau des émissions de CO<sub>2</sub> évitées. Autrement dit, ces gains en CO<sub>2</sub> sont limités à la durée de vie du projet réalisé (de la mesure).

### 4.3.3. Définition

L'indicateur d'amélioration du mapping CO<sub>2</sub> « A<sub>MCO2</sub> » quantifie les tonnes de CO<sub>2</sub> évitées par des actions mises en place sur une ou plusieurs étapes du cycle de vie du (des) produits du site, en dehors du strict périmètre de ce site, rapportées aux émissions de CO<sub>2</sub> totales théoriques du site. Cet indicateur reprend donc entre autres les aspects liés au transport des marchandises et des personnes.

tonnes CO<sub>2</sub> évitées par des réductions sur le cycle de vie du (des) produit(s), hors périmètre du site, lors de l'année t par rapport à l'année de référence

$$A_{MCO2} = \frac{\text{tonnes CO}_2 \text{ évitées par des réductions sur le cycle de vie du (des) produit(s), hors périmètre du site, lors de l'année t par rapport à l'année de référence}}{\text{émissions de CO}_2 \text{ totales théoriques du site}}$$

Le dénominateur de cet indice représente les émissions théoriques du site industriel, c'est-à-dire les émissions qui auraient eu lieu sur ce site si l'entreprise n'avait pas mis en œuvre les pistes d'amélioration que l'audit initial avaient identifiées (remarque : étant donné cette définition, la valeur de l'indicateur dépend de la production).

Il est donc identique au dénominateur de A<sub>CO2</sub>, ce qui permet de consolider ces deux indices.

L'indice A<sub>MCO2</sub> mesure donc les émissions évitées grâce à la mise en œuvre des projets identifiés en dehors du périmètre de l'entreprise, rapportées aux émissions (théoriques) du site. Il peut dans certains cas atteindre des valeurs très élevées. Il montre alors dans ce cas que l'entreprise, par une re-conception de son produit ou de ses voies d'approvisionnement, peut générer des réductions d'émissions bien plus importantes que ce qu'elle pourrait obtenir en se limitant à réduire les émissions de son site industriel.

### 4.3.4. Calcul de l'indice par rapport à l'année de référence

Comme indiqué dans le chapitre lié à l'organisation générale des accords de branche, le premier calcul de l'indicateur A<sub>MCO2</sub> devra être effectué dans le même délai que celui du mapping CO<sub>2</sub> (p.ex., si on finalise le mapping CO<sub>2</sub> pour le reporting réalisé en 2015, on réalise, pour ce même reporting en 2015, le premier calcul de l'A<sub>MCO2</sub> correspondant donc à l'année 2014). Pour cet exercice, l'entreprise doit également reconstruire le mapping CO<sub>2</sub> de l'année de référence.

L'année de référence pourra être postérieure à celle des autres indices (A<sub>EE</sub> et A<sub>CO2</sub>) des accords de branche. En effet, prendre 2005 comme année de référence demanderait d'évaluer les impacts CO<sub>2</sub> de tous les projets réalisés depuis 2005, ce qui est inutile. L'année de référence pourrait ainsi être l'année précédant l'année correspondant au premier calcul de l'A<sub>MCO2</sub> (année de référence 2013 si on prend l'exemple ci-dessus).

L'indicateur A<sub>MCO2</sub> est égal à 0 pour l'année de référence choisie. Et le numérateur de l'indicateur A<sub>MCO2</sub> donne les émissions de CO<sub>2</sub> évitées sur le cycle de vie, hors du périmètre du site, depuis cette année de référence.

## 4.4. Audit de suivi « externe au périmètre du site »

### 4.4.1. Calcul de l'indice et reporting des actions

Cet audit de suivi « externe au périmètre du site » ou reporting doit être réalisé annuellement. Le 1<sup>er</sup> reporting « externe au périmètre du site » devra avoir lieu en 2015, pour l'année 2014 donc.

Ce reporting annuel devra inclure la mise à jour du plan d'actions CO<sub>2</sub> « hors périmètre du site » reprenant :

- Le plan d'action initial c'est-à-dire les mesures identifiées lors des brainstormings initiaux, en précisant celles qui ont été réalisées depuis l'année de référence, et donc également lors l'année écoulée, et celles qui n'ont pas encore été réalisées ;
- Une description des mesures réalisées lors de l'année écoulées ;
- les mesures nouvelles éventuellement identifiées l'année écoulée (il n'est pas demandé ici de refaire un mapping ou des brainstormings pour identifier de nouvelles mesures).

Tous les 2 ans, ce reporting devra inclure également le calcul de l'indicateur  $A_{MCO_2}$  de l'année écoulée. Le premier calcul de l'indicateur  $A_{MCO_2}$  est réalisé pour le reporting réalisé au cours de l'année 2015, correspondant donc à l'année 2014. Ensuite, l' $A_{MCO_2}$  doit être recalculé tous les 2 ans, soit pour l'année 2016, 2018 et 2020.

Pour le calcul de l' $A_{MCO_2}$ , il faut mettre à jour :

- le numérateur en fonction des actions CO<sub>2</sub> réalisées sur la chaîne de production lors de l'année t ;
- le dénominateur en fonction des évolutions dans le périmètre du site. Il faut donc ici reprendre le nouveau dénominateur de l' $A_{CO_2}$  de l'année en cours, obtenu à la suite de la réalisation de l'audit de suivi « interne au périmètre du site ».

#### **4.4.2. Communication**

L'indice  $A_{MCO_2}$  individuel du site industriel est transmis à la fédération dont il est membre. Il sera traité de manière confidentielle par le Comité Directeur et par la fédération. L'entreprise sera libre d'utiliser ou non cet indicateur dans sa communication.

#### **4.4.3. Agrégation par les fédérations**

Tous les 2 ans (dès le reporting 2015 (pour l'année 2014)), chaque fédération doit consolider ou agréger les indicateurs  $A_{MCO_2}$  individuels des sites industriels participant à l'accord de branche.

Cette agrégation est possible étant donné qu'on parle en tonnes de CO<sub>2</sub> au numérateur et au dénominateur. En effet, même si les entreprises utilisent des méthodes différentes pour le mapping et pour le calcul des tonnes de CO<sub>2</sub> évitées par un projet, le résultat des mesures réalisées est toujours quantifié en tonnes globales de CO<sub>2</sub> évitées pour l'ensemble des sites. Une agrégation peut donc être réalisée en additionnant indépendamment les numérateurs et dénominateurs, puis en faisant le rapport des 2 sommes.

#### ***Double comptage***

Il faut noter qu'un double comptage éventuel ne pose pas réellement de problème étant donné que c'est l'évolution de l'indicateur agrégé que l'on regarde.

Afin de faciliter les calculs, lorsqu'il y a double comptage, les sites industriels concernés peuvent se répartir les tonnes de CO<sub>2</sub> évitées concernées en divisant le total évité par le nombre de sites industriels concernés (répartition 50/50 si 2 entreprises), sauf s'il existe un autre accord entre eux.

#### **4.5. Rôle du Comité Directeur en lien avec l'audit externe au périmètre du site**

Le Comité Directeur assurera les tâches suivantes, en lien avec l'audit externe au périmètre du site :

- Etre informé de la méthode de « mapping CO<sub>2</sub> » proposée par chaque entreprise ;
- Etre informé des résultats du mapping CO<sub>2</sub> ;
- Etre informé du choix des pistes retenues dans le calcul de l'indicateur,
- Etre informé du calcul des émissions évitées ;
- Etre informée du suivi de l'indice  $A_{MCO_2}$ .



## 5. Résumé des principales différences de méthodologie entre accords de branche de première et de deuxième générations

### 5.1. Résumé des différences méthodologiques

Comme on l'a vu au cours des chapitres précédents, les différences entre accords de branche de première et de deuxième générations concernent les éléments suivants :

- Prise en compte des matières énergétiquement valorisées dans les accords de branche de deuxième génération, alors qu'ils ne l'étaient pas dans les accords de première génération.
- Prise en compte dans les accords de branche de deuxième génération de l'électricité autoproduite en tant que vecteur à part au sein des « énergies approvisionnées », ce qui n'était pas le cas dans les accords de branche de première génération puisque l'apport de ce type d'électricité était considéré comme nul aussi bien en énergie primaire qu'en émissions de CO<sub>2</sub> énergétique.
- Prise en compte au sein des utilités des accords de branche de deuxième génération, de vecteurs produits via des énergies renouvelables, ce qui n'était pas le cas dans les accords de première génération.
- Comptabilisation des utilités exportées en tenant compte de leur rendement réel dans les accords de branche de deuxième génération, alors qu'un simple bilan (une exclusion du périmètre) des utilités exportées était considéré dans les accords de première génération.
- Suppression des eaux et des gaz spéciaux dans le cadre des accords de deuxième génération.
- Modification des facteurs de conversion conventionnels de l'électricité approvisionnée en énergie primaire et en émissions de CO<sub>2</sub>, entre les accords de première et de deuxième générations.
- Non prise en compte des émissions de CO<sub>2</sub> non énergétique dans les accords de deuxième génération.
- Utilisation d'indices d'amélioration dans les accords de deuxième génération alors que c'étaient des indices d'efficacité qui étaient utilisés dans les accords de première génération.
- Ajout des indices  $F_{SER}$  et  $F_{dSER}$  liés à un engagement de moyens (engagement à un suivi) dans le cadre des accords de branche de deuxième génération.
- Ajout de l'indicateur  $A_{MCO_2}$  lié à un engagement de moyens (engagement à réaliser un mapping CO<sub>2</sub> et le suivi de l'indicateur) dans le cadre des accords de branche de deuxième génération.
- Ajout d'un engagement de réalisation d'une « Roadmap 2050 » par les fédérations dans le cadre des accords de branche de deuxième génération.

## **6. Organisation générale des accords de branche de deuxième génération**

### **6.1. Introduction : Entrée dans les accords de branche de deuxième génération**

De manière similaire à l'entrée dans les accords de branche de première génération, l'accord de branche de deuxième génération se met en place et s'exécute en quatre grandes étapes :

- la signature de la déclaration d'intention : cette première étape marque simplement la volonté des parties d'entrer formellement dans un processus de dialogue constructif, sur base de quelques hypothèses mentionnées dans le texte de la déclaration d'intention ;
- la réalisation d'audits approfondis initiaux au sein des entreprises selon la nouvelle méthodologie des accords de branche de deuxième génération avec identification des pistes d'amélioration énergétique, intégrant l'URE et le renouvelable. Ces audits approfondis permettront de fixer les objectifs en termes de résultats pour 2020. Cette étape sera suivie de la consolidation de ces plans individuels au niveau sectoriel par les fédérations ;
- l'élaboration de l'accord et sa signature (signature du texte-type de convention) ;
- l'exécution de l'accord et son suivi (période 2013-2020).

### **6.2. Objectifs**

L'accord de branche engage une fédération, ses adhérents cosignataires et le Gouvernement dans son ensemble.

Pour être valable, l'engagement de la fédération ne peut se faire que si les entreprises partenaires du processus s'engagent également formellement directement au sein du texte de l'accord de branche.

#### **6.2.1. Objectifs contraignants en terme de résultats**

Les objectifs fixés dans le cadre des accords de branche de deuxième génération portent sur les deux indices **A<sub>EE</sub>** et **A<sub>CO2</sub>**. Ces objectifs sont contraignants à l'horizon 2020. Ils doivent faire l'objet d'une évaluation au terme de la période d'engagement conformément au Code de l'Environnement et au moins une fois supplémentaire de manière intermédiaire.

Il s'agit bien ici d'une obligation de résultats et non d'une obligation de moyens. Les entreprises conservent donc, comme pour les accords de branche de première génération, une approche flexible quant au choix des projets à réaliser pour atteindre les objectifs fixés.

#### ***Fixation des objectifs :***

Sur base de l'audit réalisé sur un site donné et en reprenant toutes les pistes d'améliorations énergétiques respectant les critères retenus dans les conventions, un objectif A<sub>EE</sub> à 2020 et un objectif A<sub>CO2</sub> à 2020 seront déterminés à titre contraignant. Parmi les pistes d'amélioration énergétique, l'entreprise doit inclure les pistes renouvelables.

## 6.2.2. Objectifs en terme de moyens/étude

Les obligations de moyens consistent en des obligations de réalisations d'étude et de calculs d'indicateurs durant la durée de ces accords, soit jusque 2020. Ces indicateurs ne sont pas liés à une obligation de résultat et ne sont donc pas contraignants.

**Il y a 3 objectifs en termes de moyens :**

### 6.2.2.1. Renouvelable

Les obligations de moyen liées au renouvelable sont les suivantes :

- L'entreprise s'engage à mener une série d'études concernant le recours au renouvelable en suivant le schéma suivant :
- L'entreprise doit analyser, dans le cadre de l'audit initial, les pistes de recours aux renouvelables sous forme de scans pour chacune des neuf filières ci-dessous :
  - Biomasse sèche
  - Biomasse humide
  - Cogénération biomasse
  - Photovoltaïque
  - Solaire thermique
  - Eolien
  - Hydraulique
  - Géothermique (géothermie profonde)
  - Utilisation de pompes à chaleur
- Sur base des résultats des scans, le site industriel doit réaliser 3 études de préfaisabilité étudiant plus profondément les 3 « meilleures » filières de recours au renouvelable ;
- Le site industriel doit réaliser ensuite 1 étude de faisabilité, sur base des résultats des études de préfaisabilité, en sélectionnant la filière qui présente la rentabilité la plus intéressante, ou celle qui permet la meilleure autonomie énergétique de l'entreprise.
- L'entreprise s'engage à calculer et suivre annuellement ses indicateurs  $F_{SER}$  et  $F_{dSER}$

### 6.2.2.2. Audit externe hors périmètre du site

Les obligations de moyens liées à un audit externe hors du périmètre du site sont les suivantes :

- L'entreprise s'engage à mener un mapping CO<sub>2</sub> sur le cycle de vie du (des) produit(s) du site. Ce mapping doit être réalisé au plus tard pour le reporting réalisée au cours de l'année 2015.
- L'entreprise s'engage à mener un brainstorming CO<sub>2</sub> sur les trois premiers « hot spots » identifiés, dont au minimum un brainstorming global sur les étapes de transport. Ces brainstormings CO<sub>2</sub> doivent être réalisés au plus tard pour le 31 décembre 2015.
- L'entreprise s'engage à calculer et suivre son indicateur  $A_{MCO_2}$ . Le premier calcul de l'indicateur  $A_{MCO_2}$  est réalisé pour le reporting réalisé au cours de l'année 2015, correspondant donc à l'année 2014. Ensuite, l' $A_{MCO_2}$  doit être recalculé tous les 2 ans, soit pour l'année 2016, 2018 et 2020.

Ces engagements s'inscrivent donc dans une dynamique d'analyse et de pistes d'amélioration volontaires.

### 6.2.2.3. Roadmap sectorielle 2050

Les fédérations en accords de branche s'engagent dans la voie de la réalisation d'une Roadmap 2050 pour leurs secteurs et sous-secteurs au cours de la période 2012-2016. Préalablement à cette Roadmap sectorielle, les fédérations doivent réaliser une étude de pertinence à la Roadmap pour leurs différents sous-secteurs afin d'en analyser l'intérêt, les besoins et la faisabilité. Cette étude de pertinence doit

conclure si oui ou non la fédération doit poursuivre par la réalisation effective de la Roadmap pour ce (sous-)secteur. L'étude de pertinence à la Roadmap sectorielle devra être réalisée pour fin juin 2014 au plus tard. Les Roadmaps sectorielles devront être finalisées et présentées en Comité Directeur pour le 31 décembre 2016.

Cette tâche est intégrée dans la mission de suivi des accords de branche.

## **6.3. Acteurs**

### **6.3.1. Sites industriels – entreprises**

Les sites industriels sont des acteurs principaux des accords de branche de deuxième génération : ils constituent la première des trois parties impliquées de l'accord de branche. Les industries sont signataires d'un engagement de résultats et de moyens vis-à-vis de leur fédération. Comme dans les accords de branche de première génération, les sites doivent constituer une « Energy Team » interne en charge de la réalisation (avec l'aide de l'auditeur) de l'audit approfondi initial, de la supervision des audits de suivi (s'ils sont réalisés par un auditeur externe) ou de la réalisation de ces audits de suivi (si l'Energy Team décide de le faire elle-même), et de l'audit approfondi intermédiaire si nécessaire

### **6.3.2. Auditeurs**

Les sites industriels peuvent choisir l'auditeur de leur choix pour réaliser les différentes missions d'audit (audit approfondi initial, éventuels audits de suivi et approfondi intermédiaire).

Les auditeurs doivent être agrés « Accords de Branche ». Un agrément spécifique à la réalisation d'audits liés aux accords de branche doit être mis en place, il est accordé à une personne physique sur réussite d'un examen méthodologique et de compétences avérées dans l'énergie en industrie (compétences type AMURE). Une formation spécifique doit également être mise en place pour les auditeurs, de manière à ce que ceux-ci puissent s'engager à respecter pleinement la méthodologie des accords de branche de deuxième génération.

Un logiciel d'audits énergétiques de type « EPSCoach » pourra être maintenu à l'usage des auditeurs (amélioré et adapté par rapport à sa version valable pour les accords de branche de première génération). Son utilisation n'est toutefois PAS obligatoire.

### **6.3.3. Fédérations**

Les fédérations industrielles sont les organismes représentatifs d'entreprises ou de sites industriels qui exercent une activité de même nature ou qui sont confrontés à un problème environnemental commun. Ils constituent la deuxième des trois parties impliquées et le premier signataire de l'accord de branche.

Comme dans les accords de branche de première génération, le rôle des fédérations est de consolider l'ensemble des données de leurs membres et d'extrapoler un objectif d'amélioration à horizon 2020 pour ce qui concerne les objectifs contraignants (obligations de résultat).

Les fédérations doivent réaliser chaque année pendant la durée de l'accord de branche un rapport sectoriel consolidant les données de leurs membres, à l'attention du Comité Directeur.

#### **6.3.4. Vérificateurs**

Dans un souci de simplification par rapport aux accords de branche de première génération, c'est la même personne, le vérificateur, qui réalise les tâches de validation des données (tâche précédemment réalisée par le réviseur) et de validation de la méthodologie d'audit et de suivi d'audit (tâche précédemment réalisé par le vérificateur).

##### **6.3.4.1. Vérificateurs auprès des sites industriels**

La validation des données du site industriel est nécessaire annuellement étant donné les contreparties octroyées aux sites industriels signataires et la confidentialité de certaines données.

La validation de la méthodologie est réalisée au minimum tous les 4 ans.

Le site industriel a le choix entre plusieurs vérificateurs proposés dans une « short-list » par la Wallonie (comprenant notamment les vérificateurs « ETS »). Le vérificateur d'un site ne peut pas être la même personne que l'auditeur de ce même site. Le tarif des prestations du vérificateur est également fixé par la Wallonie.

##### **6.3.4.2. Vérificateurs auprès des fédérations**

La vérification du calcul d'agrégation réalisé par les fédérations est effectuée tous les 4 ans, après celle des sites membres, par un vérificateur de la même short-list que celle mentionnée ci-dessus.

#### **6.3.5. Expert technique**

D'une manière générale et comme dans les accords de branche de première génération, l'expert technique a un rôle de facilitateur dans la préparation des informations nécessaires pour aboutir à la signature des nouveaux accords de branche et dans leur suivi. Il n'est cependant pas le vérificateur du travail des auditeurs.

Les rôles de l'expert technique sont de préciser les règles de comptabilisation des différents indices d'amélioration, d'intervenir en cas de problème éventuel lors de la réalisation des audits et d'assister les fédérations dans leur travail de consolidation des données en vérifiant leur cohérence.

Au cours de l'exécution de l'accord de branche de deuxième génération (comme pour ceux de première génération), l'expert technique analyse les propositions de modification du calcul des indices d'amélioration (les ajustements définis en 3.5.3) qui lui sont soumises par les fédérations ou par les sites industriels. S'il les juge scientifiquement fondées, il les présente pour approbation au Comité Directeur.

D'une manière générale, l'expert technique assiste le Gouvernement et la fédération pour résoudre tout problème lié au calcul des indices d'amélioration et à la consolidation au niveau sectoriel.

Ces missions devront être réalisées aussi bien pour les indices et calculs liés à des obligations de résultats que ceux liés à des obligations de moyens.

Si une seule personne ne peut réunir l'ensemble de ces compétences, il pourra être fait appel à deux experts techniques, l'un spécialisé en matrice ECA et l'autre en mapping CO<sub>2</sub>.

#### **6.3.6. Gouvernement de la Wallonie**

Le gouvernement représente la Wallonie et constitue la troisième partie impliquée et la seconde signataire de l'accord de branche.

### **6.3.7. Comité Directeur**

Comme dans le cadre des accords de branche de première génération, le Comité Directeur est l'organe paritaire de pilotage de l'accord de branche de deuxième génération. Il existe un Comité Directeur pour chaque accord de branche. Il est constitué de représentants du Gouvernement (cabinets et administrations concernés) et des représentants de la fédération (ou éventuellement du site industriel) concernée.

Dans la mesure du possible, ce Comité délibère par consensus. Il peut entendre toute partie ou expert qu'il juge nécessaire.

Les rôles du Comité Directeur sont :

- D'évaluer les progrès réalisés sur base du rapport annuel détaillé de la fédération ;
- De se prononcer sur les modifications de calcul des indices d'amélioration qui sont proposés (ajustements) ;
- De se prononcer sur l'opportunité de faire procéder à des contrôles sur site ;
- D'émettre un avis sur la mise en œuvre de la politique sectorielle ;
- D'éventuellement modifier les plans d'action sectoriels sur proposition d'un de ses membres.

## **6.4. Contenu des rapports**

### **6.4.1. Canevas des rapports d' (des) audit(s) approfondi(s) émis par le site industriel**

Le canevas de ces rapports n'est pas entièrement « standardisable » puisqu'il provient essentiellement de l'auditeur et que chaque auditeur dispose de son propre canevas.

Néanmoins, il est essentiel que les rapports présentent de façon détaillée :

- l'ENSEMBLE des informations précisées dans le chapitre suivant (audit de suivi) ;
- la manière dont les informations de référence (consommations et émissions spécifiques) ont été obtenues (il s'agit ici d'un document souvent appelé « bibles des références ») ;
- le tableau des consommations complet pour l'année de référence ;
- la formule de détermination des indices  $A_{EE}$ ,  $A_{CO_2}$ ,  $F_{SER}$  (et  $F_{dSER}$ ) (pour  $A_{EE}$  et  $A_{CO_2}$ , les valeurs initiales, pour l'année de référence 2005, doivent en principe être de 0) ;
- l'ensemble des pistes d'amélioration examinées au cours des brainstormings et leur classement
- l'ensemble des figures, analyses, présentations, conclusions auxquelles l'audit approfondi initial a conduit.

### **6.4.2. Canevas des rapports des audits de suivi (par le site industriel)**

#### ***Couverture***

La page de couverture du rapport doit bien entendu identifier le ou les sites industriels concernés et l'année considérée.

Doivent apparaître sur cette page de couverture :

- le nom de la société ;
- le nom et l'adresse du ou des site(s) ;
- la date d'entrée dans l'accord de branche ;
- l'année concernée par le rapport ;
- la date de rédaction du rapport ;
- la composition nominative de l' « Energy Team » ;
- le nom de l'auditeur ayant effectué l'audit initial ;

- le nom de l'auditeur éventuel ayant effectué l'(les) audit(s) de suivi ;
- le nom du vérificateur de(s) audit(s) de suivi.

### ***Introduction***

Objet du rapport, brève synthèse du contenu du rapport.

### ***Description du site et de ses activités***

Brève description des activités du site, des modifications qui y ont été apportées ou qui ont affecté la gamme de produits. Si les acteurs du site le désirent, ils peuvent inclure ici des considérations sur la conjoncture économique dans laquelle le site a mené ses activités.

Tout nouvel élément doit être clairement identifié à l'intérieur ou à l'extérieur du périmètre des activités couvertes par l'accord de branche.

L'exclusion d'un élément du périmètre couvert par l'accord de branche doit être justifié (et faire l'objet d'un accord du Comité Directeur).

Il est obligatoire pour chaque site industriel de tenir à jour un tableau récapitulatif de toutes les modifications depuis le début de l'accord de branche. Chaque année, la dernière version de ce tableau peut figurer utilement en annexe du rapport.

### ***Volumes de production et indicateurs d'activité***

Indicateurs d'activité en général, dont principalement les quantités produites durant l'année prise en considération. Tous les indicateurs d'activité qui figurent dans le calcul des indices doivent être précisés. Ces valeurs doivent pouvoir être attestées par le vérificateur.

Pour rappel, on doit fournir en regard les indicateurs correspondants pour l'année qui a servi de référence lors de l'audit approfondi initial.

### ***Consommations d'énergie et émissions de CO<sub>2</sub>***

Quantités d'énergies approvisionnées et de matières énergétiquement valorisées acquises durant l'année considérée, en les distinguant par vecteur énergétique et en les exprimant en unités physiques, en unités d'énergie primaire et en émissions de CO<sub>2</sub>.

Quantités d'énergie exportées, par vecteur énergétique, en unités physiques (mesurées), en unités d'énergie primaire et en émissions de CO<sub>2</sub>, si elles sont intégrées dans le calcul des indices.

Toutes ces valeurs (exprimées en unités physiques) doivent pouvoir être attestées par le vérificateur.

Les émissions de CO<sub>2</sub> qui doivent être présentées sont calculées en se basant sur les facteurs d'émission définis plus haut (soit les valeurs « standard IPCC », soit les valeurs ETS). Les valeurs utilisées doivent être explicitées et justifiées dans le rapport. Ainsi, si le site examiné choisit de prendre en compte les valeurs « ETS », il lui est demandé ici de joindre copie du rapport de vérification de ses émissions de GES tel qu'il a dû être établi dans le cadre de l'ETS.

***Il est important de conserver durant toute la durée de l'accord de branche les facteurs de conversion en unités d'énergie primaire et les facteurs d'émission CO<sub>2</sub> qui ont été utilisés pour déterminer les valeurs de référence lors des audits approfondis initiaux.***

### ***Consommations et émissions spécifiques de l'année de référence***

Pour rappel, les consommations et émissions spécifiques par usage tels qu'elles ont été identifiées dans l'audit approfondi initial doivent être mentionnées ici.

S'il y a génération, utilisation et exportation d'énergie et que ces quantités interviennent dans le calcul des indices, les rendements de conversion de ces énergies doivent être fournis ici.

En regard des valeurs identifiées lors de l'audit approfondi initial, on doit indiquer les ajustements que l'on propose d'apporter à ces valeurs de référence pour tenir compte de modifications des équipements ou des conditions de production. Ces modifications doivent être justifiées (actions préventives, modifications imposées par des obligations en matière de sécurité ou de respect de l'environnement, ...) et documentées. Les valeurs modifiées ne peuvent être avalisées qu'après accord du Comité Directeur.

Ces consommations spécifiques seront présentées sous forme d'un tableau afin de suivre aisément leurs éventuelles modifications dans le temps.

### ***Indices d'amélioration***

Calcul des indices  $A_{EE}$ ,  $A_{CO_2}$ ,  $F_{SER}$  et  $F_{dSER}$  sur base des productions, consommations et émissions de l'année et des valeurs de référence.

### ***Explicatif de la variation des indices***

Liste des mesures qui ont permis d'améliorer les indices. Caractériser ces mesures par leur classement (R, A, B, C), l'économie en énergie primaire et en émissions de CO<sub>2</sub>, leur temps de retour sur investissement (*obligation contractuelle*), ainsi que le montant des investissements consentis et des éventuels subsides reçus. Il est souhaité qu'elles soient également présentées par typologie (bonne gestion, modification des utilités, ...etc).

Descriptif éventuel des événements qui auraient influencé la valeur des indices. Documentation des modifications d'outils et des valeurs de référence proposées pour ajuster le calcul d'indices. Ces explications doivent permettre à la fédération le calcul des ajustements proposés.

### ***Explicatif des projets envisagés pour l'année à venir***

Liste des projets d'amélioration envisagés pour l'année suivante en précisant leur catégorie, l'économie correspondante en énergie primaire et en émissions de CO<sub>2</sub>, leur temps de retour sur investissement ainsi que le montant des investissements prévus. Si possible, les identifier par leur typologie (bonne gestion, amélioration des procédés, ...), afin que la fédération puisse établir un tableau de classement par typologie.

### ***Conclusions***

Conclusions de l'analyse et liste des points à soumettre au Comité Directeur.

## **6.4.3. Canevas des rapports sectoriels (consolidation des audits de suivi par les fédérations)**

### ***Couverture***

La page de couverture du rapport doit bien entendu identifier le secteur concerné et l'année considérée.

### ***Introduction***

Objet du rapport, brève synthèse du contenu du rapport.

### **Liste des sites**

Liste des entreprises et des sites concernés. Cette liste doit préciser pour chaque site concerné :

- le nom de la société ;
- le nom et l'adresse du site ;
- la date d'entrée dans l'accord de branche ;



- les éventuelles modifications au périmètre des installations couvertes par l'accord de branche (à faire approuver par le Comité Directeur).

On identifie ici les sites qui arrêtent leur activité, ceux qui changent de nom, ceux qui sortent de l'accord de branche et ceux qui entrent dans l'accord de branche, en précisant la date de chaque événement.

On identifie également tout changement par rapport à l'année de référence ou à l'année précédente. Chaque modification doit être datée. Si l'on envisage d'exclure du périmètre couvert par l'accord un élément nouveau ou existant, on exprime clairement sur quoi doit porter l'accord demandé au Comité Directeur.

### **Performances économiques du secteur**

Description des performances économiques du secteur (exemple : diagramme d'évolution du chiffre d'affaires, éventuellement d'un indice de production, évolution des exportations, ...). Ce texte est destiné à expliquer dans quelle conjoncture les activités des entreprises ont pu être menées.

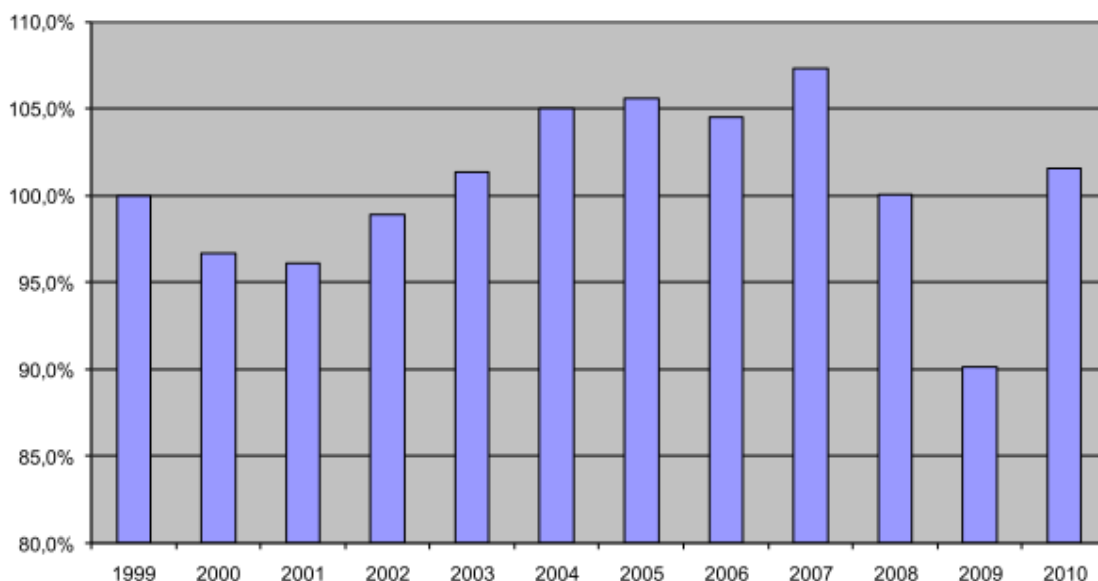
### **Volumes de production**

Quantités produites par l'ensemble des sites concernés durant l'année prise en considération. On les présente en comparaison des volumes de production de référence, correspondant à ceux considérés par les audits approfondis initiaux.

Dans certains secteurs, ces données ne sont pas considérées comme sensibles et peuvent être présentées en valeur absolue. Dans d'autres secteurs, ces données sont soit confidentielles soit trop hétérogènes pour pouvoir être additionnées. Dans ce cas, le secteur peut construire un indice de production en pondérant les volumes de production des différents sites, soit par les prix, soit par les consommations en énergie primaire requises pour leur production. Il doit préciser la manière dont cet indice est calculé.

Il est suggéré de présenter ces résultats sous forme d'histogramme (voir figure).

volume de production



Lorsque les disparités des entreprises à l'intérieur d'un secteur sont trop grandes, empêchant de définir un seul volume de production, il est demandé à la fédération de présenter un graphique reprenant l'évolution de la consommation théorique du secteur c.à.d. la somme des consommations théoriques de ses sites membres (dénominateur dans le calcul de l'A<sub>EE</sub>).

### **Consommations d'énergie et émissions de CO<sub>2</sub>**

Quantités d'énergie consommées durant l'année considérée, en distinguant par vecteur énergétique et en les exprimant en unités d'énergie primaire.

Ces quantités doivent être présentées par vecteur énergétique sous forme graphique (diagrammes secteur). Il est également demandé au secteur d'établir un diagramme des consommations d'énergie primaire et des émissions de CO<sub>2</sub> des sites membres tout en respectant leur anonymat.

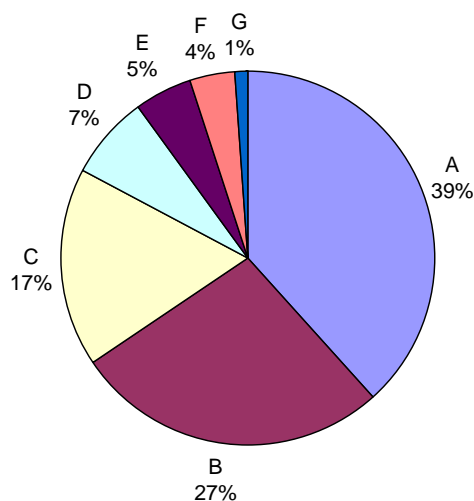
Ces diagrammes présentent les énergies approvisionnées et les matières énergétiquement valorisées. Si nécessaire, les quantités générées sur site, les consommations de résidus combustibles et les exportations d'énergie sont présentées séparément.

Les émissions de CO<sub>2</sub> sont également présentées par vecteur énergétique.

Des exemples de diagrammes secteurs sont présentés ci-après.

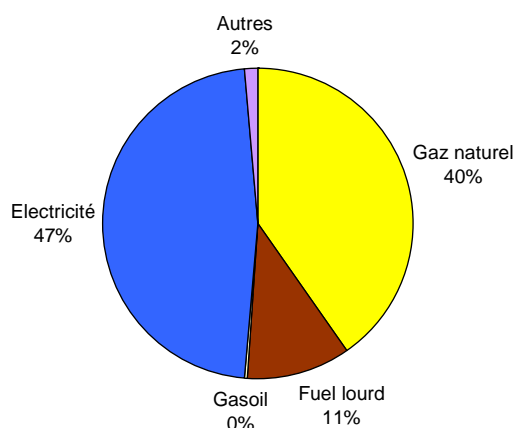
#### **Répartition des consommations d'énergie par site**

*(consommation totale = 2 363 138 MWhp)*

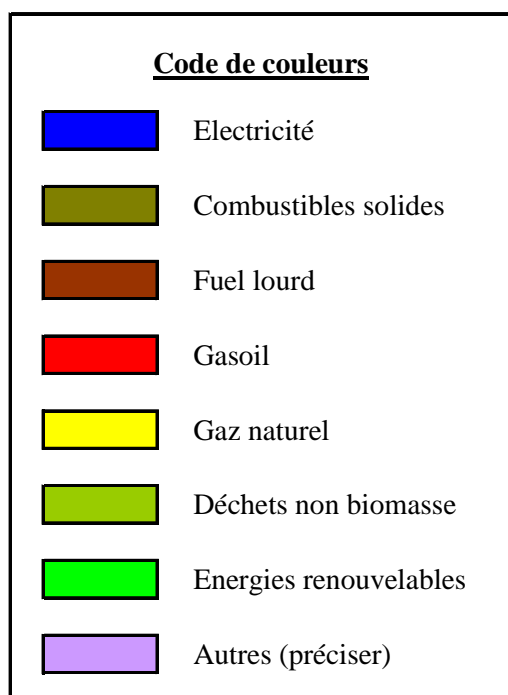


### Consommations d'énergie primaire

(consommation totale = 2 363 138 MWhp)

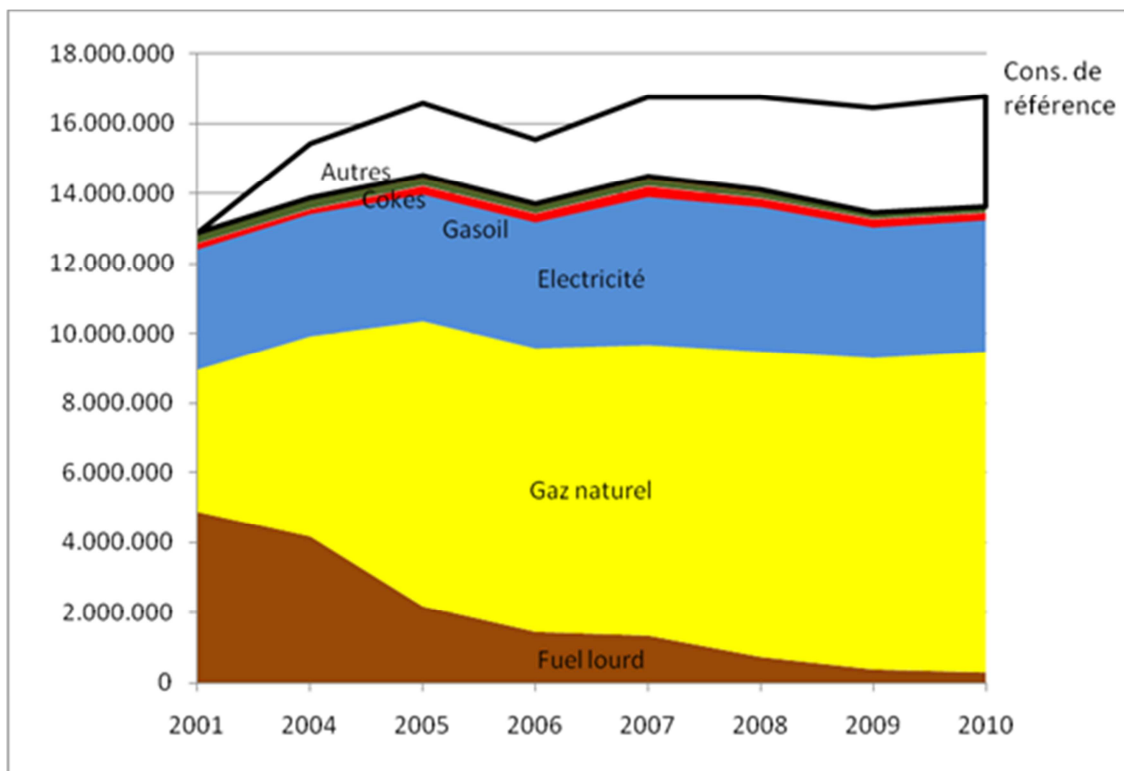


L'évolution des consommations d'énergie (en unités d'énergie primaire) et des émissions de CO<sub>2</sub> depuis l'année de référence des audits énergétiques doit être présentée sous forme tabulaire et graphique. Le diagramme doit présenter les contributions de chaque vecteur énergétique en respectant le code de couleurs suivant.



Un exemple de diagramme et un exemple de tableau sont présentés ci-dessous. La figure met en évidence l'évolution des consommations d'énergie réelles (courbe C) ainsi que celles qui auraient eu lieu si les performances énergétiques des équipements demeuraient identiques à ce qu'elles étaient durant l'année de référence (courbe R). En d'autres termes, la figure indique l'évolution du numérateur (courbe C) et du dénominateur (courbe R) de l'indice d'amélioration.

| Consommations d'énergie en unités d'énergie primaire (GJp) |                   |                   |                   |                   |                   |                   |                   |                   |
|--|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Années   | 2001              | 2004              | 2005*             | 2006              | 2007**            | 2008              | 2009              | 2010***           |
| Fuel lourd   | 4.872.794         | 4.160.806         | 2.174.436         | 1.438.823         | 1.330.478         | 726.287           | 375.066           | 290.296           |
| Gaz naturel  | 4.091.834         | 5.761.987         | 8.177.966         | 8.144.234         | 8.346.055         | 8.759.446         | 8.923.812         | 9.192.792         |
| Electricité  | 3.453.972         | 3.496.551         | 3.622.217         | 3.598.589         | 4.226.891         | 4.133.039         | 3.739.145         | 3.758.327         |
| Gasoil   | 172.472           | 131.457           | 238.677           | 245.074           | 298.579           | 236.032           | 231.561           | 207.909           |
| Cokes  | 243.812           | 277.066           | 235.364           | 209.391           | 216.934           | 174.345           | 173.095           | 160.652           |
| Autres (LPG, propane, butane)                              | 39.700            | 38.517            | 62.411            | 58.317            | 65.300            | 67.821            | 65.961            | 64.813            |
| <b>TOTAL</b>   | <b>12.874.584</b> | <b>13.866.384</b> | <b>14.510.635</b> | <b>13.694.428</b> | <b>14.484.236</b> | <b>14.096.970</b> | <b>13.508.640</b> | <b>13.674.789</b> |
| <i>Consommation / Emissions théoriques</i>                 | <i>12.874.584</i> | <i>15.410.750</i> | <i>16.555.916</i> | <i>15.525.547</i> | <i>16.739.019</i> | <i>16.734.378</i> | <i>16.497.863</i> | <i>16.824.180</i> |
| 6.4.3.1. <u>Indice</u>                                     | 100               | 89,98             | 87,646            | 88,206            | 86,530            | 84,240            | 81,881            | 81,281            |



Une courbe similaire peut être établie pour ce qui concerne les émissions de CO<sub>2</sub>.

### ***Explicatif des événements de l'année écoulée***

Liste des mesures qui ont permis d'améliorer l'indice de performance. Caractériser ces mesures par leur classement (A, B, C), l'économie correspondante en énergie primaire et en émissions de CO<sub>2</sub>, leur temps de retour sur investissement ainsi que le montant des investissements consentis et des éventuels subsides reçus.

Si possible, ces mesures doivent également être classées par typologie (bonne gestion, amélioration des utilités, amélioration des procédés de production, meilleure utilisation des capacités de production, utilisation d'énergies renouvelables, autres), ceci à des fins de communication externe. Ce classement constitue un guide utile à l'ensemble des industries, qu'elles soient ou non engagées dans un processus d'accord de branche.

Descriptif éventuel des événements qui auraient influencé la valeur des indices. Documentation des modifications d'outils et des valeurs de référence proposées pour ajuster le calcul des indices. Ces explications doivent préciser la manière dont on tient compte des modifications et événements dans le calcul des ajustements.

Cette partie du document doit au besoin être complétée par des annexes confidentielles chiffrées qui peuvent être consultées par l'expert technique. Ces annexes doivent être suffisamment complètes pour permettre à l'expert de reproduire le calcul des ajustements, mais aussi être comprises dans le futur, si le Comité Directeur est amené à re-consulter ces données.

### ***Indices d'amélioration***

Calcul des indices d'amélioration  $A_{EE}$ ,  $A_{CO_2}$ ,  $F_{SER}$  et  $F_{dSER}$  sur base des productions et consommations de l'année et des valeurs de référence.

On présentera un diagramme d'évolution (histogramme) depuis l'année de référence jusqu'à l'année considérée :

- des indices de suivi des performances sectorielles (y incluant les ajustements structurels) ;
- des indices ajustés pour des raisons conjoncturelles.

Les diagrammes doivent faire apparaître l'objectif final.

### ***Explicatif des projets envisagés pour l'année à venir***

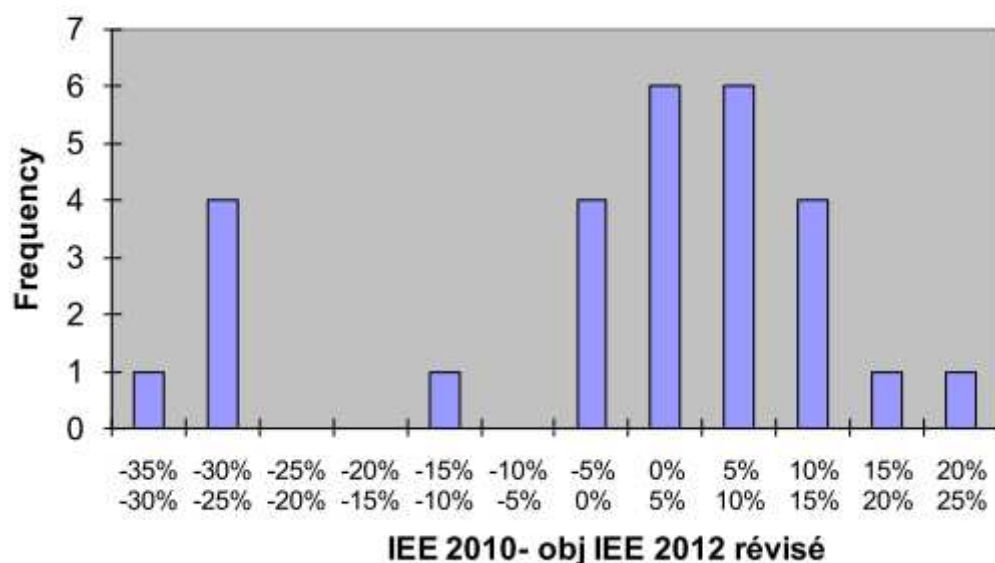
Liste des projets d'amélioration envisagés pour l'année suivante en précisant leur catégorie et leur temps de retour sur investissement.

### ***Situation des sites membres par rapport à leurs objectifs***

Tableau et si possible figure exprimant, tout en restant anonyme, le nombre de sites membres localisés dans différentes catégories de situation par rapport à leur objectif en fin d'accord de branche.

Exemple : un histogramme montrant que x sites membres sont entre 0 et 20% de leur objectif, y membres entre 20 et 40%, ...etc.

## Distance par rapport à l'obj. ind. 2012



### **Conclusions**

Conclusions de l'analyse et liste des points sur lesquels le Comité Directeur devrait être amené à prendre position.

#### **6.4.4. Canevas des rapports d'audit « externe au périmètre du site »**

##### **Réalisé par qui**

Ces rapports d'audit « externe au périmètre du site » doivent être réalisés par un bureau d'étude agréé (à valider) dans ces domaines.

##### **Fréquence des rapports**

Ces rapports ne doivent être réalisés qu'une seule fois en respectant les délais mentionnés ci-dessus. Ils doivent être joints au rapport annuel que l'entreprise fait parvenir à sa Fédération.

##### **Contenu**

Ces rapports d'audit « externe au périmètre du site » doivent inclure :

- Méthode de mapping utilisée ;
- Emissions en CO<sub>2</sub> de chacune des étapes ;
- Identification des étapes les plus émettrices et celles où l'entreprise peut agir ;
- Résultats des brainstormings CO<sub>2</sub> reprenant les participants à ces brainstormings et les pistes identifiées de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> (plan d'actions CO<sub>2</sub> « hors périmètre du site ») ;
- Calcul d'A<sub>MCO<sub>2</sub></sub> de l'année en cours ;
- Calcul d'A<sub>MCO<sub>2</sub></sub> de l'année de référence de l'entreprise (2005) ;
- Liste des actions CO<sub>2</sub> « hors périmètre du site » réalisées depuis l'année de référence jusqu'à l'année en cours

#### **6.4.5. Canevas des rapports de suivi « externe au périmètre du site »**

##### ***Réalisé par qui***

Ces rapports de suivi peuvent être réalisés par un bureau d'étude ou par une personne interne à l'entreprise.

##### ***Fréquence des rapports***

Ces rapports doivent être réalisés annuellement.  
Ils doivent être joints au rapport annuel que l'entreprise fait parvenir à sa Fédération.

##### ***Contenu***

Ces rapports de suivi doivent inclure annuellement :

- Mise à jour du plan d'actions CO<sub>2</sub> « hors périmètre du site » reprenant :
  - Le plan d'action initial c'est-à-dire les mesures identifiées lors des brainstormings initiaux, en précisant celles qui ont été réalisées depuis l'année de référence, et donc également lors l'année écoulée, et celles qui n'ont pas encore été réalisées ;
  - Une description des mesures réalisées lors de l'année écoulée ;
  - les mesures nouvelles éventuellement identifiées l'année écoulée.

Ces rapports de suivi doivent inclure tous les 2 ans :

- Calcul d' $A_{MCO_2}$  de l'année écoulée.

#### **6.4.6. Canevas des rapports sectoriels (consolidation des audits de suivi des mapping CO2 et des études SER par les fédérations)**

Comme pour les audits de suivi en lien avec les objectifs de résultats, les Fédérations rendront un rapport sectoriel reprenant, lorsque les échéances l'imposent, pour les études SER et le mapping CO<sub>2</sub> :

- L'explicatif des événements de l'année écoulée ;
- Le suivi des indices d'amélioration  $A_{MCO_2}$  ;
- L'explicatif des projets envisagés pour l'année à venir ;
- Un listing des études SER réalisées ;
- Un résumé des résultats des études SER.

## 7. Roadmap 2050

Dans la foulée de la roadmap 2050 publiée par la Commission européenne, l'objectif du présent chapitre est de proposer aux fédérations d'entreprises une base méthodologique qui leur permettra de réaliser concrètement un tel exercice de prospective à leur échelle.

Les roadmaps et le "roadmapping" ont pour objectifs d'aider les responsables d'entreprises à définir cette trajectoire possible. Ils leur permettent de réaliser la synthèse entre leurs points de vue et les incitent à se projeter collectivement dans l'avenir. Les roadmaps servent également de guide pour prendre des décisions qui concrétisent les orientations retenues.

Des roadmaps peuvent être réalisées pour un site ou une entreprise en particulier mais dans le cadre des accords de branche de seconde génération on parlera de roadmaps sectoriels qui s'intéresseront à un secteur ou à un sous-secteur d'activités (ci-dessous appelé de façon générique secteur) afin d'en analyser la ou les filières industrielles.

Dans le cadre des accords de branche et à un horizon temporel aussi lointain (2050), il apparaît en effet qu'une approche sectorielle est plus adaptée qu'une approche individuelle. Tout d'abord, les enjeux à ces horizons dépassent très largement le strict cadre d'un site ou d'une entreprise. D'autre part, les fédérations ont certainement un rôle à jouer auprès de leurs membres dans l'identification des menaces mais aussi des opportunités auxquelles seront soumis leur métier et leurs marchés dans les quarante prochaines années.

Il est clair qu'on manque encore actuellement d'expérience pour définir de façon précise les méthodologies à suivre pour élaborer une roadmap sectorielle la plus pertinente possible. Les paragraphes qui suivent en décrivent les principes généraux. A titre informatif, nous avons également joint en annexe de ce document, une description plus détaillée de la méthodologie d'élaboration d'une roadmap d'une entreprise transposée au niveau d'une fédération d'entreprises. Cette annexe pourra, sans obligation, inspirer les fédérations dans la réalisation de leur propre exercice de roadmapping.

### 7.1. Objectif de la Roadmap sectorielle 2050

La roadmap sectorielle 2050 consiste en une étude et une description, par chaque fédération, de la vision de ses entreprises en 2050, reprenant leur réponse attendue aux contraintes climatiques et éventuellement à celles liées au marché (évolutions de modes de consommation par exemple) mais aussi à d'autres contraintes réglementaires, ainsi qu'une évaluation de leur exposition aux évolutions des prix des énergies fossiles et des matières premières. L'objectif de cette étude est plus qualitatif que quantitatif. Il s'agit de mener une réflexion sur le devenir d'un secteur dans la perspective d'une société bas-carbone à l'horizon 2050 (soit une réduction de l'ordre de 80 à 95% des émissions de GES par rapport à 1990).

**L'objectif de cette roadmap est par conséquent d'aider les fédérations et les entreprises qui y sont affiliées à anticiper les évolutions et à tirer parti des contraintes futures. La roadmap sectorielle se veut donc être un outil aux services des fédérations mais aussi des entreprises.**

Cette roadmap s'inscrit ainsi dans la lignée des accords de branche de deuxième génération où les études de type « analyse de cycle de vie » ou Bilan Carbone etc. sortiront du périmètre du site en analysant la chaîne de production. Avec ces différents outils (audit énergétique, potentiel renouvelable, analyse de type ACV ou Bilan Carbone etc., et roadmap), les entreprises disposeront de plusieurs instruments pour concrétiser les pistes d'actions identifiées dans le cadre des accords de branche et ainsi anticiper l'avenir.



## **7.2. Etude de pertinence à la Roadmap 2050 sectorielle**

Certaines fédérations représentent un ou plusieurs secteurs pour qui une roadmap 2050 ne se justifie pas pour différentes raisons (difficultés économiques,...). Dès lors dans une première étape, la fédération réalisera une étude de pertinence analysant l'intérêt de réaliser une roadmap sectorielle.

Cette étude de pertinence comprendra une analyse succincte du devenir possible des secteurs pris en compte à l'horizon 2050. Globalement, l'étude de pertinence visera à objectiver l'intérêt de la réalisation d'une roadmap 2050 sectorielle ainsi qu'à en mettre en évidence la faisabilité et à déterminer les ressources nécessaires pour la réaliser.

Si la conclusion de l'étude de pertinence se révèle positive, la fédération poursuivra et réalisera une roadmap pour le secteur mis en évidence. Si la conclusion de l'étude de pertinence est négative, la réalisation de la roadmap sectorielle ne sera pas requise. Le cas échéant, le Comité Directeur devra valider (ou non) la décision de ne pas réaliser la roadmap.

## **7.3. Contenu des études à réaliser dans le cadre de ces AdB2**

### **7.3.1. Contenu de l'étude de pertinence préalable à une roadmap sectorielle**

L'étude de pertinence à la roadmap sectorielle 2050 devra inclure les points suivants :

1. Analyser les roadmaps et littératures existantes (européennes etc...), y compris les éventuelles roadmaps sectorielles.
2. Analyser la disponibilité des données sur l'évolution du secteur, sur les perspectives du marché et sur les contraintes qui lui seront imposées. En cas de non disponibilité, analyser la possibilité de pallier ce manque.
3. Déterminer quelles sont les questions auxquelles devront répondre la roadmap (méthode, contenu...).
4. Déterminer les ressources nécessaires à la réalisation d'une roadmap (possibilité de travail conjoint avec les entreprises du secteur, monde académique, approche multisectorielle, etc.)

Si l'étude de pertinence montre l'intérêt pour le secteur de réaliser une roadmap, celui-ci s'engagera dans cette voie. Dans le cas contraire, la fédération ne sera pas tenue de poursuivre par une roadmap complète. Ce sera au Comité Directeur qu'il reviendra de valider (ou de refuser) les conclusions de l'étude de pertinence (et donc la réalisation et le contenu ou l'abandon de la roadmap sectorielle).

### **7.3.2. Contenu de la roadmap sectorielle 2050**

Le contenu de la roadmap sectorielle 2050 devra inclure les points suivants :

1. Répondre aux questions identifiées dans l'étude de pertinence en utilisant les données requises
2. Construire le rapport de la roadmap
3. Soumettre le rapport de la roadmap à une lecture critique par des experts et par le secteur

4. Communiquer les résultats de la roadmap au Comité Directeur. Lors de ce Comité Directeur, une réflexion sera menée sur la communication de cette roadmap vers l'extérieur (autorités, public etc.) Il pourrait par exemple être décidé de réaliser un rapport largement diffusable.
5. Dans le cadre de l'évaluation approfondie en fin de période des accords de branche en 2020, faire une relecture du rapport de la roadmap et le cas échéant en actualiser le contenu et les conclusions.

## **7.4. Organisation générale liée à la roadmap sectorielle dans le cadre des accords de branche**

### **7.4.1. Engagement**

L'étude de pertinence et l'éventuelle roadmap sectorielle 2050 constituent une obligation de moyens de ces accords de branche de 2<sup>ème</sup> génération.

L'étude de pertinence sera réalisée préalablement et déterminera si le secteur considéré doit poursuivre l'étude par une roadmap sectorielle.

### **7.4.2. Réalisé par qui ?**

L'étude de pertinence ainsi que la roadmap 2050 elle-même seront menées par les fédérations en s'appuyant éventuellement sur la collaboration des entreprises du secteur, du monde académique etc.

Dans le cadre des accords de branche, les fédérations ont toujours un rôle prépondérant dans la mise en œuvre, le suivi etc... de ces accords auprès des entreprises. La réalisation d'une roadmap sectorielle par les fédérations à destination de ses entreprises permettra à nouveau à la fédération de jouer un rôle supplémentaire auprès d'elles. Cette tâche sera donc intégrée dans la mission de suivi des accords de branche.

### **7.4.3. Délai**

#### **7.4.3.1. Etude de pertinence préalable à la réalisation d'une roadmap sectorielle**

Les études de pertinence préalable à une roadmap seront réalisées d'ici fin juin 2014.

#### **7.4.3.2. Roadmap sectorielle 2050**

Les roadmaps 2050 seront réalisées dans la période 2013-2016. Elles seront finalisées et présentées au Comité Directeur pour le 31 décembre 2016.