

Service public de Wallonie
Direction de la Promotion de l'Energie durable
Département de l'Energie et du Bâtiment durable

***Pirotech - Mission d'expert technique
Soutien à la préparation et à la mise en œuvre des accords de branche***

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

[Rév2 - Mars 2016](#)

Rév. 0 - Décembre 2012 « ICEDD3j_ADB2_NoteMethodo_VERSION_FINALE_dec2012_20121218_JMD »

Rév. 1 – Mars 2015 « Pi_ADB2_NoteMethodo_20150305 »

[Rév. 2 – Mars 2016 « Pi_ADB2_NoteMethodo_20150303 »](#)

TABLE DES MATIERES

Table des matières

1. Contexte	6
1.1. Les accords de branche industrie en Wallonie	6
1.2. Directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique	7
1.3. ISO 50001 Systèmes de management de l'énergie	7
2. Le périmètre de l'entité examinée	8
2.1. Entité géographique et technique ou «Entité »	8
2.2. Périmètre.....	8
3. Audit interne au périmètre de l'entité	11
3.1. Diagnostic initial : analyse des consommations énergétiques	11
3.1.1. Définitions et structure du tableau des consommations	11
3.1.2. Vecteurs énergétiques	11
3.1.3. Usages énergétiques (Production, Bâtiment, Utilités)	15
3.1.4. Établissement du contenu du tableau des consommations	18
3.1.5. Traitement de questions particulières	22
3.1.6. Energie primaire.....	28
3.1.7. Emissions de CO ₂	30
3.2. Indices d'amélioration AEE et ACO₂	33
3.2.1. Définition générale	33
3.2.2. Définition mathématique	34
3.2.3. Calcul.....	36
3.3. Cibles et programme énergétique.....	37
3.3.1. Principe général	37
3.3.2. Identification des pistes d'amélioration.....	37
3.3.3. Classifications des pistes d'amélioration.....	37
3.3.4. Fixation de l'objectif	39
3.3.5. Remarque sur les prix énergétiques	41
3.3.6. Pistes exclusives ou mutuellement influençables	41
3.4. Suivi renouvelable : Indices de « fraction » renouvelable F_{SER} et F_{dSER}	42
3.4.1. Intérêt / Objectif poursuivi	42
3.4.2. Définitions	42
3.4.3. Définition et sens physique des indices	43
3.4.4. Calcul.....	44
3.5. Audit de suivi « interne au périmètre de l'entité »	48
3.5.1. Principes généraux	48
3.5.2. Par qui ?.....	48
3.5.3. Modifications structurelles.....	49
3.5.5. Ajustement conjoncturel des indices.....	53
3.5.6. Recoupement des indices AEE et ACO ₂ avec les pistes réalisées	53
3.7. Evaluation approfondie sectorielle	54
3.8. Audit approfondi intermédiaire de l'entité	54

3.8.1.	Objectif de l'audit approfondi.....	54
3.8.2.	Mise à jour de la structure du tableau de consommation	54
3.8.3.	Mise à jour du plan d'amélioration et réévaluation de l'objectif	55
4.	Mapping CO₂ : évaluer l'impact des activités de l'entreprise sur les émissions extérieures au périmètre de son entité.....	56
4.1.	Objet	56
4.2.	Détermination et suivi du « mapping CO₂ »	56
4.2.1.	Détermination du mapping CO ₂	56
4.2.2.	Brainstorming CO ₂ en dehors du périmètre de l'entité	60
4.3.	AMCO₂ : Définition et calcul	60
4.3.1.	Définition.....	60
4.3.2.	Sélection des projets.....	61
4.3.3.	Calcul des émissions de CO ₂ évitées par un projet et monitoring.....	63
4.3.4.	Calcul de l'indice par rapport à l'année de référence	65
4.4.	Calendrier des reporting	65
5.	Energies renouvelables.....	67
5.1.	Première étape : les « scan's » renouvelables	67
5.1.1.	Les 9 filières renouvelables.....	67
5.1.2.	Champ d'application des filières	67
5.1.3.	Calibrage des filières.....	69
5.2.	Deuxième étape : réalisation de 3 études de pré faisabilité.....	70
5.3.	Troisième étape : réalisation d'une étude de faisabilité	70
6.	Roadmap 2050	72
6.1.	Objectif de la Roadmap sectorielle 2050	72
6.2.	Etude de pertinence à la Roadmap 2050 sectorielle	73
6.3.	Contenu des études à réaliser dans le cadre de ces AdB2.....	73
6.3.1.	Contenu de l'étude de pertinence préalable à une roadmap sectorielle	73
6.3.2.	Contenu de la roadmap sectorielle 2050.....	73
6.4.	Organisation générale liée à la roadmap sectorielle dans le cadre des accords de branche	74
6.4.1.	Engagement.....	74
6.4.2.	Réalisé par qui ?	74
6.4.3.	Délai.....	74
7.	Organisation générale des accords de branche de deuxième génération	75
7.1.	Introduction : Entrée dans les accords de branche de deuxième génération	75
7.2.	Objectifs.....	75
7.2.1.	Objectifs contraignants en terme de résultats	75
7.2.2.	Objectifs contraignants en terme de moyens	75
7.3.	Acteurs	76
7.3.1.	Entités techniques et géographiques	76
7.3.2.	Auditeurs.....	77

7.3.3.	Fédérations	77
7.3.4.	Vérificateurs	78
7.3.5.	Expert technique	80
7.3.6.	Autorités wallonnes	81
7.3.7.	Comité Directeur	81
8.	Contenu des rapports	83
8.1.	Rapports à réaliser par les entités	83
8.1.1.	Canevas du rapport d'audit approfondi initial	83
8.1.2.	Canevas des rapports des audits de suivi	83
8.1.3.	Canevas des rapports d'audit « externe au périmètre de l'entité »	85
8.1.4.	Canevas des rapports d'audit de suivi « externes au périmètre de l'entité »	86
8.1.5.	Communication de l'indicateur AMCO2	86
8.2.	Canevas du rapport sectoriel annuel	87
8.2.1.	Couverture	87
8.2.2.	Introduction	87
8.2.3.	Liste des entités	87
8.2.4.	Performances économiques du secteur	88
8.2.5.	Consommations d'énergie et émissions de CO2	89
8.2.6.	Modifications structurelles et ajustement conjoncturel	92
8.2.7.	Indices d'amélioration	92
8.2.8.	Explicatif des indices en relations avec les projets d'améliorations énergétiques	94
8.2.9.	Situation des entités par rapport à leurs objectifs	97
8.2.10.	Etudes de préféabilité SER	97
8.2.11.	Etudes de faisabilité SER	98
8.2.12.	Mapping CO2, brainstorming CO2 – AMCO2	98
8.2.13.	Roadmap sectorielle à l'horizon 2050	99
8.2.14.	Vérifications des rapports des entités	99
8.2.15.	Vérifications des rapports de la fédération	100
8.2.16.	Conclusions	100
ANNEXE 1 – Exemple de rapport de suivi		101
8.3.	Introduction	2
8.4.	Description de l'entité et de ses activités	3
8.5.	Indicateur d'activité	3
8.6.	Consommations d'énergie et émission de CO2	4
8.7.	Consommations et émissions spécifiques de l'année de référence	5
8.8.	Indices d'amélioration	6
8.8.1.	Principe de calcul	6
8.8.2.	Consommations réelles 2012	6
8.8.3.	Consommations théoriques 2012	6
8.8.4.	Indices 2012	7
8.9.	Explication de la variation des indices	10
8.9.1.	Indices d'amélioration	10
8.9.2.	Indices de fraction renouvelable	10
8.10.	Explicatif des projets envisagés pour les années à venir	11
8.11.	Conclusions	12

9. ANNEXE 2 - Résumé des principales différences de méthodologie entre accords de branche de première et de deuxième génération	1
9.1. Principales différences entre les accords de 1ère et 2ème génération	1
9.2. Résumé des différences méthodologiques	1
10. ANNEXE 3 – Méthodologie générale pour la réalisation d'une roadmap sectorielle 2050	1
10.1. Introduction générale sur la notion de roadmap	1
10.2. Qu'est-ce que le roadmapping ?	1
10.3. Mise en œuvre pratique du roadmapping	2
10.3.1. Définition du périmètre et choix des membres du groupe de travail	2
10.3.2. Collecte des données marketing et technologiques, partage des visions	3
10.3.3. Fusion des visions en un ou plusieurs scénarios communs	3
10.3.4. Itérations et mise à jour de la roadmap	4
10.4. Facteurs de succès de la démarche de roadmapping	4
10.5. Impact du roadmapping sur la capacité à innover	4
11. ANNEXE 4 – Calendrier des dates clés 2015- 2020	1

1. Contexte

Durant la dernière décennie, le cadre environnemental international a fortement évolué, débouchant notamment au niveau européen sur le « paquet énergie climat » qui se développe selon 3 axes distincts :

- ✓ réduction de 20% des émissions de gaz à effet de serre européennes entre 1990 et 2020 ;
- ✓ couverture de la demande finale brute d'énergie en 2020 à 20% par le recours à des sources d'énergie renouvelables ;
- ✓ en 2020 toujours, amélioration de l'efficacité énergétique de 20% par rapport à un scénario de référence.

1.1. Les accords de branche industrie en Wallonie

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 la plupart des fédérations industrielles. Ces premiers accords sont arrivés à terme le 31 décembre 2012.

Fort de son expérience relative aux accords de branche de 1^{ère} génération, la Wallonie a dès lors décidé de poursuivre le travail et de mettre en place de nouveaux accords de branche (logiquement dits « de deuxième génération ») fixant des objectifs à l'horizon 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*) dont les droits ont été achetés par la Wallonie dès 1997. Cette méthode 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 a été complètement réécrite en 2012 par l'Institut de Conseil et d'Etudes en Développement Durable (ICEDD) et le bureau d'étude 3j-Consult pour servir de support méthodologique aux accords de branche de deuxième génération. Une première version de cette note a été diffusée en décembre 2012 suite à la réalisation et aux retours d'expérience de 7 audits pilotes.

Plus de 80 auditeurs ont été formés, plus de 150 entreprises ont réalisé un audit approfondi en appliquant cette méthodologie et plus de 80 entreprises ont participé à la formation relative à l'audit de suivi interne. 14 fédérations ont également réalisé leur plan sectoriel consolidé et signé une convention d'accord de branche avec le gouvernement wallon. De nombreuses questions ont été posées par les différents acteurs et des précisions ont été apportées quant à l'interprétation de certains points de la méthodologie. Cette deuxième version tient compte du retour d'expérience de ce travail auprès des pouvoirs publics, des fédérations et de l'expert technique.

Sur cette base, les principes généraux des accords de branche de deuxième génération sont :

- ✓ La participation des entreprises à un accord volontaire d'amélioration de l'efficacité énergétique. Ces accords sont formalisés sous forme de conventions environnementales entre le gouvernement wallons et la plupart des fédérations industrielles.
- ✓ La réalisation d'audits énergétiques couvrant les bâtiments et les procédés industriels des entreprises participant aux accords. Ces nouveaux audits utilisent toujours une équipe énergie interne à l'entreprise concernée (« *Energy Team* »), travaillant en collaboration étroite avec un auditeur agréé AMURE – Accord de branche.

- ✓ 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 dans l'entreprise ainsi que les usages de ces vecteurs, qui établit des consommations d'énergie et des émissions de CO₂ de référence, et qui définit une série d'indices ou d'indicateurs permettant de suivre les performances de l'entité étudiée par rapport à la référence définie.
- ✓ Une seconde étape d'audit définissant des cibles énergétiques dans le périmètre étudié, constituées de projets d'amélioration quantifiés et aboutissant à un plan d'action et à un engagement chiffrés.
- ✓ La consolidation au niveau des fédérations industrielles des résultats des entreprises signataires de l'accord.
- ✓ Un ensemble d'hypothèses et de méthodes communes à tous les acteurs, permettant d'obtenir des résultats d'audits objectifs et identiques, quels que soit l'auditeur sélectionné.
- ✓ Une structure organisationnelle complète (auditeurs, vérificateurs, comités directeurs et expert technique).

1.2. Directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique

La volonté des pouvoirs publics wallons est d'inscrire les accords de branche Energie et CO₂ pour l'industrie comme l'un des moyens d'accroître l'efficacité énergétique de ses industries, suivant l'objet de la directive 2012/27/UE.

Les audits énergétiques définis dans la présente méthodologie sont reconnus conformes par les autorités wallonnes à l'article 8 de la directive et en particulier l'ANNEXE VI « Critères minimaux pour les audits énergétiques, y compris ceux menés dans le cadre de systèmes de management de l'énergie ».

1.3. ISO 50001 Systèmes de management de l'énergie

L'audit énergétique mené dans le cadre des accords de branche wallons permet aisément à une entreprise de poursuivre son travail d'efficacité énergétique à travers la mise en place d'une comptabilité énergétique et, plus largement par la mise en place d'un système de management de l'énergie tel que l'ISO 50001.

2. Le périmètre de l'entité examinée

2.1. Entité géographique et technique ou «Entité »

L'ensemble de cette méthodologie est défini pour l'examen d'une entité géographique et technique ou «entité ». Cette notion remplace celle d'entreprise ou de site industriel utilisée précédemment.

Une entité regroupe un ensemble d'équipements sous la responsabilité technique ou financière de la direction de l'entreprise :

- ✓ la production de biens (process). Ce sont les installations de production, y compris les installations de préparation ou de traitement des matières premières, des combustibles et des produits finis, les installations de stockage et de traitement des déchets, les équipements de maintenance et de transformation de courant ;
- ✓ les services (bâtiments, maintenance). Ce sont les bâtiments de toutes natures nécessaires au fonctionnement du site (halls, bureaux, conciergerie, ...) ;
- ✓ la production ou transformation d'énergie (utilités). Ce sont les installations de production d'utilités servant au site (production de chaleur, d'air comprimé, d'électricité ...) ;
- ✓ le transport interne. Ce sont les installations fixes ou mobiles telles que les convoyeurs, charriots élévateurs, engins de chantier et véhicules de toute nature permettant le transport de personnes ou de fret.

Ces divers constituants de l'activité industrielle sont tous situés sur un ou plusieurs site(s) directement reliés entre eux.

C'est donc sur cette entité que l'on réalisera l'audit énergétique comprenant le diagnostic initial (tableau ECA), le plan d'action énergétique (Scan's) et des objectifs de performance. Habituellement, une entité coïncide généralement avec la notion d'entreprise ou celle de site industriel mais elle peut en différer dans deux cas : si l'entité examinée englobe les activités de plusieurs entreprises, ou au contraire si elle ne constitue qu'une partie de l'entreprise concernée (un site d'exploitation, par exemple).

En pratique, chaque entité disposera de ses propres objectifs d'amélioration. Une entreprise constituée de plusieurs entités pourra mutualiser les résultats de ses différentes entités et s'engager donc sur un objectif unique.

2.2. Périmètre

La deuxième notion à bien définir est celle du « périmètre » de l'entité examinée. C'est la délimitation de base, qui va engendrer un inventaire précis des biens et services que ce périmètre entoure, sur lesquels des actions directes peuvent être décidées, mises en œuvre et suivies par les acteurs de l'entité concernée.

Des actions peuvent également être mises en œuvre sur certains éléments extérieurs à ce périmètre mais elles seront comptabilisées séparément (voir 4.2 Détermination et suivi du « mapping CO₂ »).

Le périmètre est une délimitation imaginaire et conventionnelle. Sa définition ne correspond pas toujours au « périmètre physique » c'est-à-dire la « ligne » entourant les installations de l'entité concernée : certaines installations internes à l'entité peuvent être exclues du périmètre, et à l'inverse certaines installations situées en-dehors du périmètre physique doivent être incluses au périmètre défini.

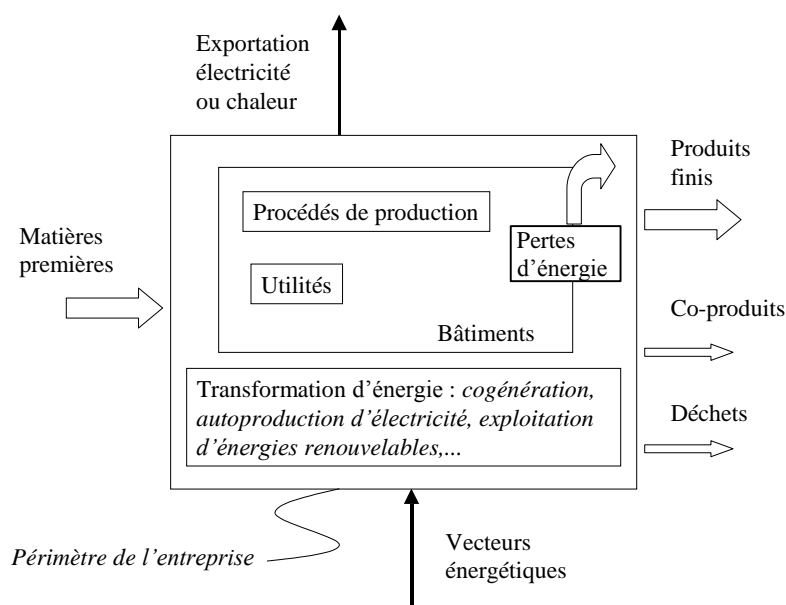
Pour fixer le périmètre, on s'inspirera des notions de base suivantes :

- ✓ Sont exclues du périmètre de l'entité étudiée les installations pour lesquelles les acteurs de l'entité n'ont pas de possibilité d'action ou de décision directes. De plus, ils ne disposent généralement pas des chiffres de consommation et / ou des chiffres de production. Ces installations appartiennent généralement à d'autres opérateurs (partenariat, sous-traitance,...).

- ✓ Sont incluses au périmètre les installations qui ont un lien direct avec le fonctionnement de l'entité étudiée, qui ont été acquises ou mises en œuvre, à titre principal en tout cas, dans le but de servir l'entité concernée, même si elles appartiennent à un partenaire ou à un tiers et même si ces installations servent aussi d'autres opérateurs à titre annexe). Dans ce cas, il faut que les acteurs de l'entité aient accès aux chiffres de consommation et de production (même si l'exploitation de ces installations n'est pas aux mains des acteurs de l'entité).

Précisons une convention générale pour tout ce qui a trait à l'ensemble de cette méthodologie : le périmètre de l'entité examinée est analysé via un double « flux » entrant et sortant : un flux de matières premières, de produits finis, coproduits et déchets, représenté horizontalement et un flux d'énergie (vecteurs et matières énergétiques approvisionnées) représenté verticalement (voir 3.1.2 Vecteurs énergétiques).

La figure suivante illustre de manière schématique ces notions dans le cas d'installations de transformation d'énergie incluses au périmètre de l'entité, supposant que leurs chiffres de consommation et de production sont connus de l'entité.



Exemples :

Une **chaudière à vapeur**, une installation de **cogénération** installée sur l'entité ou une **installation photovoltaïque**, physiquement situées au milieu des équipements de production mais exploitées par un opérateur extérieur, seront considérées comme internes au périmètre, si l'entité a accès aux données de consommation et de production. Par contre ces mêmes installations seront considérées comme externes au périmètre si ces chiffres ne sont pas accessibles (l'exemple le plus fréquent de ce cas se rencontre lorsque l'opérateur ne rend accessible à l'entité que ses chiffres de production, ce qu'il vend à l'entité 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 de l'entité examinée (et même parfois assez éloignée) peut être incluse au périmètre, qu'elle soit opérée par les acteurs de l'entité ou par un opérateur extérieur :

- ✓ SI son existence est directement liée à l'entité examinée (elle a été acquise ou mise en place essentiellement pour servir l'entité)
- ✓ ET si ses chiffres de consommation et de production sont accessibles aux acteurs de l'entité.

Ce pourrait par exemple être le cas d'une **éolienne « spécifique »** implantée en-dehors de l'entité 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 de l'entité ne possèderaient que des parts financières, ce parc n'ayant pas été mis en place à fin essentielle d'alimenter l'entité étudiée (voir 3.1.5.7 Énergies renouvelables sous forme d'électricité seule).

Pour définir le périmètre en cas de doute ou d'interprétation possible, on peut donc se référer au principe de base suivant : le périmètre doit se définir de façon telle que les performances énergétiques de l'entité examinée¹ soient le moins possible influencées par des décisions ou événements qui ne sont pas du ressort des acteurs de l'entité concernée, et que tout effort en matière d'exploitation ou de récupération d'énergie pratiqué par les acteurs de l'entité leur soit bien crédité.

C'est ainsi en particulier, que l'on voudrait pouvoir imputer au périmètre de l'entité la **récupération d'énergie** en vue de vendre de la chaleur à un tiers. Ce ne sera cependant pas le cas (voir 3.1.5 Traitement de questions particulières) car l'entité ne maîtrise pas la demande d'énergie du tiers (si le tiers ralentit sa demande ou fait faillite par exemple).

S'il ne fait aucun doute que le **charroi interne** (utilisation de clarks, de chariots élévateurs ou de bandes transporteuses) fait effectivement partie du périmètre, il est assez logique que le transport des matières ou des personnes, s'il est sous-traité, soit exclu du périmètre. On considèrera généralement que les consommations énergétiques liées aux véhicules de fonction sont exclues du périmètre car le carburant utilisé n'est pas repris dans les vecteurs énergétiques achetés par l'entité (ils ne sont considérés que dans la comptabilité financière de l'entité).

Le périmètre étant défini, on peut maintenant différencier deux parties d'audit ou de diagnostic à réaliser concernant les entités examinées : la partie interne au périmètre (Chapitre 3 Audit interne au périmètre de l') et la partie externe à ce périmètre (Chapitre 4 Mapping CO₂ : évaluer l'impact des activités de l'entreprise sur les émissions extérieures au périmètre de son)

¹ Performances matérialisées au minimum par les indices AEE et ACO₂ qui sont définis dans la présente méthodologie

3. Audit interne au périmètre de l'entité

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 de l'entité pendant une année complète. L'année complète sera choisie du 1^{er} janvier au 31 décembre, de manière à faciliter la consolidation sectorielle et la remise du rapport dans les délais nécessaires à la tenue des comités directeurs.

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 CO₂ (et si besoin en euros).

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

Exemple CharlieChoco:

L'entité que nous allons suivre en exemple est une chocolaterie qui produit des barres de chocolat. L'usine de fabrication comprend la chaîne complète de fabrication à partir du concassage et la torréfaction des graines de cacao jusqu'au moulage et emballage de la pâte de cacao. L'entité comprend l'usine de fabrication répartie en 3 halls de production et 2 halls de stockage ainsi que les bureaux comprenant la partie administrative et la direction.

3.1.2. Vecteurs énergétiques

La notion de vecteur énergétique a été introduite dans la définition du périmètre. Les vecteurs énergétiques sont les différentes sources d'énergie consommées par les équipements de l'entité étudiée.

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

- ✓ les énergies approvisionnées ;
- ✓ les matières énergétiquement valorisées ;
- ✓ les utilités.

3.1.2.1. Energies approvisionnées

Les énergies approvisionnées sont les vecteurs énergétiques qui proviennent de l'extérieur du périmètre de l'entité et qui sont utilisés ou consommés à l'intérieur de ce périmètre tels quels (c'est-à-dire sans subir de transformation). Il s'agit principalement de l'électricité et des combustibles au sens large du terme (fuel, gaz, charbon, ... ou encore tout combustible alternatif). Ils ne sont pris en compte que s'ils sont consommés en

quantité « suffisante » (on néglige habituellement les vecteurs qui représentent moins de 1% du bilan énergétique annuel global de l'entité).

Remarque :

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.

Les énergies renouvelables « gratuites » permettant la production de chaleur et ou d'électricité seront encodées comme un vecteur énergétique approvisionné distinct (par exemple l'énergie solaire, éolienne ou géothermique). 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. Les consommations d'électricité sont exprimées en kWh et celles de combustibles dont les caractéristiques sont constantes au cours de l'année sont exprimées en unités physiques usuellement employées par les acteurs de l'entité (ex : des litres pour le gasoil, des kg ou tonnes pour le fuel lourd). Par contre, afin de rendre compte de façon claire et précise des consommations d'énergie de l'entité et de leur évolution dans le temps, il faut, là où c'est nécessaire, utiliser des unités énergétiques:

- on utilise des GJs² (pouvoir calorifique supérieur), des GJi (pouvoir calorifique inférieur) ou des kWhs ou kWhi pour le gaz naturel (en lieu et place des m³ ou Nm³)
- on utilise des GJs ou des GJi pour le bois, pour le charbon et les combustibles de substitution (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.)

On comptabilise alors dans le tableau ECA les quantités de ces énergies approvisionnées qui sont consommées ou facturées sur l'entité, à l'intérieur du périmètre étudié, au cours de l'année étudiée. Ces énergies comptabilisées doivent évidemment tenir compte des variations de stocks en début et fin d'année.

Exemple CharlieChoco:

La chocolaterie consomme 2 types d'énergies approvisionnées :

- *Electricité (kWh)*
- *Gaz Naturel (kWhs)*

3.1.2.2. Matières énergétiquement valorisées

Bien que les matières premières ne soient pas considérées dans l'analyse des flux énergétiques (on ne comptabilise pas l'énergie « grise » des matières premières), 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 ». 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.

² GJ = Giga Joules = 10⁹ Joules

Exemple :

On peut citer le cas du gaz naturel (CH_4) entrant dans la **fabrication d'ammoniac** (NH_3) en industrie chimique ou encore celui du charbon entrant dans la **fabrication du coke** en sidérurgie. 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.

Ensuite, il arrive que des matières premières soient transformées (mécaniquement, physiquement ou chimiquement) en « sous-produits énergétiques » qui sont utilisés par l'entité 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.

Remarque :

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).

Exemple :

On peut citer le cas d'**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 de l'entité 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_2 et SO_3 , 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 (c'est-à-dire là où une confusion 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^3).

Exemple CharlieChoco:

La chocolaterie consomme 1 matière énergétiquement valorisée :

- *Ecorces (GJl)*

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 de l'entité 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) de l'entité. 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 ou de l'eau chaude produits dans des chaudières utilisant des combustibles ou encore de l'air comprimé par 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 l'entité (depuis le réseau habituel) ET autoproduite au sein de son périmètre via :

- des sources d'énergie renouvelables (solaire photovoltaïque par exemple),
- une installation de cogénération,
- des groupes électrogènes,
- 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 l'entité 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 de l'entité examinée. Il faut en effet recourir à un calcul qui évalue le contenu énergétique en énergie finale de l'utilité concernée 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,

Ce contenu énergétique devient un paramètre propre à l'entité examinée qui peut varier chaque année.

Exemple CharlieChoco:

La chocolaterie produit 2 utilités :

- *Vapeur (T_{vap})*
- *Air comprimé (en Nm^3)*

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 de l'entité (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 de l'entité 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 : la distinction entre familles de produit est introduite ici pour regrouper des produits différents mais dont la fabrication nécessite des consommations d'énergie sensiblement les mêmes. Elle 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 significative, indépendamment du contrôle des acteurs de l'entité.

Exemple : si deux produits peuvent être réalisés dans 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.

Exemple CharlieChoco:

01	Production
01.01	Préparation de la pâte de cacao
01.02	Chocolat au lait
01.03	Chocolat fondant
01.04	Emballage - conditionnement
01.05	Station épuration eau usées

3.1.3.2. Les bâtiments

Cette catégorie concerne les usages d'énergie qui n'ont trait qu'à l'enveloppe des bâtiments de l'entité, 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 (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...).

Exemple CharlieChoco:

02	Bâtiments
02.01	Batiment
02.01.01	Eclairage + Climatisation + Divers
02.01.02	Chauffage

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).

Exemple CharlieChoco:

03	Utilité
03.01	Vapeur
03.03	Air comprimé 8 bars

3.1.3.4. Les indicateurs 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'une entité.

On doit en effet considérer que rapporter l'ensemble de la consommation d'une entité 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 m³ 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 utilisable en pratique et effectivement mesurable, c'est-à-dire définie au sein du système d'information de l'entité examinée. Les opérateurs de l'entité peuvent choisir cette unité de mesure à leur guise). Il n'est pas nécessaire qu'elle soit « standard » ou compréhensible par des acteurs extérieurs à l'entité sans explication, sa compréhension claire et sans équivoque par les acteurs de l'entité 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 de l'entité). S'il s'avère qu'un indicateur non traçable est nécessaire pour rendre compte correctement de l'évolution des consommations, il appartient à l'entité 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 m², indicateur quasiment toujours choisi pour ce type d'usage), ne veut pas dire qu'on ne tient pas compte des facteurs influençant leur consommation : on verra plus loin que des corrections climatiques (« degrés.jours » par exemple) peuvent alors être utilisées. De plus, si une entité améliore ses bâtiments sans en modifier la surface, travailler avec des m² comme indicateur d'activité permettra bien d'en rendre compte.

Exemple CharlieChoco:

P01	Tonne de pâte de cacao	700	Tonnes
P02	Tonnes de chocolats au lait	200	Tonnes
P03	Tonnes de chocolats fondants	500	Tonnes
P04	Tonnes de chocolats	700	Tonnes
P05	m ³ d'eau traitées	0	m ³
Z01.01	Surfaces éclairées	30.000	m ²
Z01.02	Surfaces chauffées	30.000	m ²

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 compléter 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.

Exemple CharlieChoco:

Année : 2005		Energies approvisionnées			Matières énergétiquement valorisées	Utilités	
		ELE	GZN	FUE	ECOR	VAP	ACO
		Electricité approvisionnée	Gaz Naturel	Fuel Léger	Ecorces	Vapeur	Air comprimé 8 bars
		(en kWh)	(en kWhs)	(en litres)	(en GJ)	(en T _{vap})	(en Nm ³)
01	Production	TT	TT	TT	TT	TT	TT
01.01	Préparation de la pâte de cacao	0	0	XX	0	XX	XX
01.02	Chocolat au lait	0	XX	XX	XX	0	0
01.03	Chocolat fondant	0	XX	XX	XX	0	0
01.04	Emballage - conditionnement	0	XX	XX	XX	XX	0
01.05	Station épuration eau usées	XX	XX	XX	XX	XX	XX
02	Bâtiments	TT	TT	TT	TT	TT	TT
02.01	Batiment	TT	TT	TT	TT	TT	TT
02.01.01	Eclairage + Climatisation + Divers	0	XX	XX	XX	XX	XX
02.01.02	Chauffage	XX	0	XX	XX	XX	XX
03	Utilité	TT	TT	TT	TT	TT	TT
03.01	Vapeur	0	XX	0	XX	XX	XX
03.03	Air comprimé 8 bars	0	XX	XX	XX	XX	XX
Totaux		0	0	0	0	0	0
Factures (unité)		5.500.000	6.150.000	148.000	5.851		

3.1.4.1. Année de référence

(a) Année de référence 2005

La première étape est de déterminer l'année de référence. Les chiffres de consommation du tableau correspondent à une année civile complète (du 1^{er} janvier au 31 décembre). Pour les accords de branche de deuxième génération, c'est l'année 2005 qui est fixée comme année de référence, par rapport à laquelle les performances des entités et des fédérations seront examinées/comparées jusqu'en 2020.

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 System* » ;
- Mettre en évidence les efforts du passé et faire le lien avec les accords de branche de première génération.

(b) Reconstituer l'année de référence 2005

Pour les entités 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 3.3.4.2 Consommation théorique de référence), qui serviront de référence, sur base d'informations correspondantes disponibles pour d'autres années et des améliorations réalisées sur la période entre ces différentes années.

Cette question très particulière fait appel à un grand nombre de notions qui seront définies plus tard dans cette méthodologie.

Cette situation amène à établir d'abord un tableau ECA complet pour l'année de l'audit approfondi initial (année t).

On notera tout d'abord qu'il est question de reconstituer les caractéristiques de l'année 2005 c'est-à-dire "principalement les consommations ou émissions spécifiques" et non l'entièreté du tableau ECA de 2005. Comme les consommations spécifiques se calculent usage par usage en énergie primaire, il n'est pas exigé de reconstituer le tableau de répartition vecteur par vecteur ni de reconstituer un tableau de répartition des énergies finales. Néanmoins, comme certaines informations disponibles quant à l'évolution annuelles des consommations d'un usage concernent généralement un vecteur particulier, il faudra évidemment raisonner sur la consommation totale d'énergie primaire de cet usage en tenant compte de la contribution du vecteur en question sur cette consommation.

Se pose alors la question de savoir comment on peut "reconstituer" les "caractéristiques" de l'ECA de l'année 2005 (année de référence) sans passer par la recherche, pour 2005, des mêmes informations détaillées que celles dont il a fallu disposer pour établir le tableau ECA de l'année t.

Le principe proposé pour reconstituer 2005 est de :

- disposer des factures des énergies approvisionnées en 2005;
- disposer des indicateurs d'activité de 2005;
- le cas échéant, disposer des informations connues pour les consommations de 2005 de certains usages;
- disposer des estimations des économies d'énergies engendrées par les pistes d'amélioration (pistes "R") réalisées entre 2005 et l'année t soit celles qui doivent avoir induit une évolution favorable de l'efficacité énergétique de l'entité par rapport à la référence 2005;
- à défaut de disposer de ces dernières informations piste par piste, on peut éventuellement se contenter d'une économie d'énergie pour l'ensemble de l'entité, pris globalement;

et d'établir un ECA 2005 dans lequel :

- figurent les consommations correspondant aux factures 2005;
- les indicateurs d'activités de 2005;
- les consommations spécifiques de 2005 estimées sur base de celles établies pour l'année t et corrigées, une à une, s'il y a lieu, pour tenir compte de l'incidence d'une éventuelle amélioration résultant d'une piste R pour l'usage concerné (ou pour l'ensemble des usages);
- on effectue des itérations sur les consommations spécifiques pour lesquelles on dispose d'arguments pour les revoir à la baisse ou à la hausse, de manière à ce que la "balance 2005" définie comme étant la somme, sur tous les usages, des produits des consommations spécifiques 2005 par les indicateurs d'activités 2005 - somme des énergies primaires correspondant aux factures, soit nulle.

Il est bien entendu que la démarche n'est pas univoque puisqu'il s'agit de résoudre une seule équation (la "balance") et qu'il y a par ailleurs autant d'inconnues que d'usages. Mais la démarche prend tout son sens lorsqu'on examine un cas concret pour lequel on s'aperçoit très souvent que :

- beaucoup d'usages ne consomment qu'un seul vecteur énergétique (approvisionné ou utilisé);
- les améliorations ne portent souvent que sur un seul vecteur;
- beaucoup d'usages n'ont fait l'objet d'aucune amélioration entre 2005 et l'année de l'audit;
- les acteurs de l'entité savent fort bien quelles sont les améliorations réalisées qui ont engendré des économies significatives;
- les usages bâtiments ne font souvent pas l'objet d'amélioration significative ou, si elles existent, ces améliorations sont parfaitement identifiées.

Cette démarche doit ensuite être validée en vérifiant que l'évolution de la consommation totale est globalement conforme à ce que l'on connaît, usage par usage, des pistes R entre 2005 l'année t ;

1. on calcule la somme des produits des consommations spécifiques 2005 par les indicateurs d'activités 2005, cette consommation étant réconciliée avec la facture totale 2005;

$$Facture^{2005} = E_{tot}^{2005} = \sum_{i=1}^n CS_i^{2005} \times IA_i^{2005} \quad (\text{en GJp})$$

pour $i = 1, \dots, n$
n étant le nombre d'usages

2. on calcule la somme des produits des consommations spécifiques 2005 par les indicateurs d'activités de l'année t. Le résultat de ce calcul n'est autre que la consommation "théorique" de l'année t, que l'on aurait déterminée dans le cadre d'un suivi de l'année t sur base de l'année de référence 2005;

$$E_{théo}^t = \sum_{i=1}^n CS_i^{2005} \times IA_i^t \quad (\text{en GJp})$$

3. on calcule le rapport $E_{théo}^t / E_{tot}^{2005}$ et on vérifie que l'amélioration globale ainsi recalculée est bien en relation avec la somme des gains des améliorations engendrées par les pistes R pour la période 2005 - t.

Notons que cette démarche doit bien entendu être menée à la fois pour les consommations spécifiques et pour les émissions en CO₂. Des divergences peuvent alors apparaître, qu'il faudra traiter au cas par cas, avec le support éventuel de l'Expert technique.

(c) Dérogation par rapport à l'année de référence 2005

Dans le cas d'entités industrielles 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 exceptionnellement comme année de référence la première année de fonctionnement normal de l'entité 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 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 demander le cas échéant qu'il en soit tenu compte par un re-calcule de ses objectifs³.

Exemple :

- la reconstitution de 2005 mène à des erreurs ou à des imprécisions trop importantes ;

³ Opération qui requiert toutefois un amendement à sa convention d'accord de branche

- les données chiffrées de subdivision entre usages en 2005 ne sont plus accessibles au sein de l'entité, par exemple suite à un changement d'actionnariat ou si aucun personnel spécialisé pouvant analyser les consommations en 2005 n'est plus présent sur l'entité ;
- les méthodes de collecte et de suivi des indicateurs de production et/ou de consommations d'énergie des différents usages ont fortement évolué depuis l'année de référence, par exemple suite à la mise en place d'une comptabilité énergétique.

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. Répartition des énergies par usage

La première étape de l'opération 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 CAFE⁴ ».

Exemple CharlieChoco:

⁴ <http://energie.wallonie.be/fr/aide-a-la-mise-en-place-d-une-comptabilite-analytique-des-fluides-et-des-energies.html?IDD=11748&highlighttext=fluide+&IDC=6113>

Année : 2005	Energies approvisionnées			Matières énergétiquement valorisées	Utilités	
	ELE	GZN	FUE	ECOR	VAP	ACO
	Electricité approvisionnée	Gaz Naturel	Fuel Léger	Ecorces	Vapeur	Air comprimé 8 bars
	(en kWh)	(en kWhs)	(en litres)	(en GJl)	(en T _{vap})	(en Nm ³)
01 Production	TT	TT	TT	TT	TT	TT
01.01 Préparation de la pâte de cacao	1.700.000	2.700.000	XX	5.851	XX	XX
01.02 Chocolat au lait	700.000	XX	XX	XX	568	165.000
01.03 Chocolat fondant	1.400.000	XX	XX	XX	1.135	330.000
01.04 Emballage - conditionnement	200.000	XX	XX	XX	XX	165.000
01.05 Station épuration eau usées	XX	XX	XX	XX	XX	XX
02 Bâtiments	TT	TT	TT	TT	TT	TT
02.01 Bâtiment	TT	TT	TT	TT	TT	TT
02.01.01 Eclairage + Climatisation + Divers	1.407.000	XX	XX	XX	XX	XX
02.01.02 Chauffage	XX	3.450.000	XX	XX	XX	XX
03 Utilité	TT	TT	TT	TT	TT	TT
03.01 Vapeur	10.500	XX	148.000	XX	XX	XX
03.03 Air comprimé 8 bars	82.500	XX	XX	XX	XX	XX
Totaux	5.500.000	6.150.000	148.000	5.851	1.703	660.000
Factures (unité)	5.500.000	6.150.000	148.000	5.851		

3.1.5. Traitement de questions particulières

Les principes généraux illustrés plus haut ne permettent pas toujours de répondre à certaines questions spécifiques à une entité. 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.

Il arrive notamment que l'entité « exporte » (vende ou cède) certaines quantités de vecteurs énergétiques à l'extérieur du périmètre. Ces cas doivent être traités de façon différente suivant la nature du vecteur exporté.

3.1.5.1. Exportation d'énergies approvisionnées

Dans ce cas, on incorpore simplement au périmètre de l'entité concernée 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.

Remarque : les entités historiquement exportatrices d'électricité et les entités 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'entité.

Exemple :

Soit une entité qui achète 150.000 kWh d'électricité (et n'en produit pas, de quelque façon que ce soit). Si cette entité 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).

3.1.5.2. Exportation de matières énergétiquement valorisées

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

Exemple :

Soit une entité 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, cette entité 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 ».

3.1.5.3. 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 de l'entité.

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 exportée. 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 CO₂ (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 la même entité que celle évoquée plus haut en exemple – électricité (voir 3.1.5.1 Exportation d'énergies approvisionnées) si cette entité 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 à l'entité (donc les usages autres que l'export) dans la colonne « électricité – utilités » ;
- Et on doit calculer le « contenu énergétique » en énergie primaire 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.

3.1.5.4. Exportation d'énergie sous une forme qui n'est pas une utilité

Ce cas se présente le plus souvent lorsqu'une entité exporte de la chaleur sous une forme qui ne fait pas partie de la liste des utilités de l'entité examinée.

On doit alors distinguer deux cas :

- Soit le vecteur « non utilité » exporté provient d'une utilité existante sur l'entité. 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 une entité 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 l'entité. Si la quantité exportée sous forme d'eau chaude correspond à une énergie de 1.000 GJ, si l'utilité « vapeur » est exprimée sur l'entité en tonnes (de vapeur à la pression de l'entité) et si la production de vapeur sur l'entité présente une « performance globale », un « contenu en énergie finale » de 2,65 GJ/t par tonne de vapeur, par exemple, on crée un usage « export » en colonne « vapeur » et on y affecte le chiffre de $1.000 / 2,65 = 377 \text{ T}_{\text{vap}}$.

- Soit le vecteur « non utilité » exporté ne provient pas d'une utilité existante sur l'entité. 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 l'entité. 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 l'entité concernée.

Exemple :

Soit une entité 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 cette entité exporte une quantité d'eau de 100.000 m³ quittant l'entité 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/m³ est la masse volumique de l'eau ;
- 4,187 kJ/kg.K est la chaleur spécifique de l'eau ;
- 10⁶ permet la conversion de kJ en GJ.

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

Si l'entité 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 GJ sera indiqué.

Si c'est plutôt l'électricité qui est ordinairement utilisée dans cette entité 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 $9.304 \times 10^6 / 3.600 = 2.584.444 \text{ kWh}$.

3.1.5.5. Cas du « power plant » d'une entreprise multi-entités

Dans le cas d'une entreprise multi-entités 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 entités alimentées par le power plant, on doit considérer les vecteurs fournis par le power plant comme des énergies approvisionnées pour les entités étudiées, avec leur « contenu énergétique » tel que défini dans l'étude du power plant (donc avec son rendement réel).

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

Dans le cas d'une installation de cogénération installée au sein du périmètre de l'entité, 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 : $10.000 \times 0,35 / 0,85 = 4.118 \text{ GJ}$ (qu'on exprime plutôt en $4.118 \times 10^6 / 3.600 = 1.143.791 \text{ kWh}$).

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

3.1.5.7. 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.

(a) 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 l'entité 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 de l'entité.
- Si l'entité produit elle-même une électricité de type renouvelable (c'est-à-dire 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 3.1.5.3 Exportation d'utilités).
- Si l'entité consomme de l'électricité renouvelable depuis une installation située en dehors de son périmètre physique mais dans laquelle l'entité concernée a des participations (c'est le plus souvent le cas d'une éolienne mais ceci pourrait également être valable pour d'autres types d'installations), on doit opérer des distinctions :
 - Soit l'entité 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 » de l'entité examinée. *Exemple* : celui d'une entité ayant investi financièrement dans un parc d'éoliennes « offshore » alors qu'il est situé en Ardennes.

- Soit l'entité 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 l'entité concernée et en lien avec lui, ET la quantité d'énergie fournie à l'entité 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 de l'entité concernée et sa production pour l'entité doit bien être incorporée au tableau de consommation.

(b) Énergies renouvelables sous forme de chaleur seule ou de froid

On retrouve ici, en faisant toujours référence directe à la notion de périmètre défini précédemment (voir 2 Le périmètre de l'entité examinée) :

- Soit une production de chaleur à partir de biomasse depuis une installation située au sein du périmètre de l'entité. 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, un éventuel achat de « gaz vert », issu de biomasse, n'est pas différencié du gaz naturel « normal » approvisionné par l'entité.

(c) 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 3.1.5.6 Installation de cogénération (production simultanée d'électricité et de chaleur) pour ce qui a trait à la répartition entre les utilités électricité et chaleur.

3.1.5.8. Récupération d'énergie à partir du processus de production

La récupération d'énergie peut résulter de différents procédés :

- Récupération de chaleur sur un compresseur ou sur un four.
- Récupération de l'énergie d'un sous-produit résultant d'une réaction exothermique

Dans tous les cas, nous conseillons d'ajouter une colonne au tableau de consommation ECA, soit en tant que matière énergétiquement valorisée, soit en tant qu'utilité. La question revient donc à déterminer le contenu énergétique de cette colonne.

Dans le cas d'une utilité, le contenu énergétique est calculé comme habituellement, à partir des quantités d'énergie qui servent à faire cette utilité. Ainsi, le gain en chaleur résultant d'une récupération de chaleur sur un compresseur se traduit en final par une réduction de la consommation de combustible ou d'électricité.

Dans le cas d'une matière énergétique, on peut encore se poser la question du contenu énergétique de la matière énergétique. Illustrons d'abord cela par un exemple :

Exemple :

Soit une entité qui dispose d'un four de traitement de produits couverts de peinture. Cette entité 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 l'entité 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 l'entité utilisait avant la mise en place de la récupération. Dans un tel cas, il est clair que l'entité ne retire aucun « avantage » (qui serait mesuré par une amélioration de l'AEE) 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 l'entité considère que la récupération de chaleur provient effectivement de son plan d'action énergétique, nécessitant des investissements financiers, elle n'attribuera pas de contenu énergétique au solvant et verra sa quantité de gaz nécessaire à produire son eau chaude diminuer.

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 le caractère obligatoire ou non de la récupération.

Si la récupération de chaleur provient d'une combustion ou d'une réaction exothermique et que cette récupération est obligatoire, suite par exemple à une réglementation environnementale, il faut alors considérer la récupération comme provenant d'une matière énergétiquement valorisée, ayant un contenu énergétique.

Si la récupération ne résulte pas d'obligations légales, il est alors tout à fait normal de pouvoir comptabiliser l'investissement et son économie d'énergie. Dans ce cas, on ne mettra pas de contenu énergétique à la matière énergétiquement valorisée.

3.1.5.9. 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.

3.1.5.10. 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 de l'entité, 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. Energie primaire

3.1.6.1. 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 l'entité examinée, auquel s'ajoute la quantité d'énergie consommée pour produire l'électricité consommée par l'entité. 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 l'entité, 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 de l'entité examinée. *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 de l'entité étudiée 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 de l'entité que sont les pertes en ligne, les consommations en transport, en stockage, en distribution...etc.

3.1.6.2. Conversion de l'énergie finale en énergie primaire

De manière générale, il est important que les coefficients de conversion en énergie primaire soient gardés constants durant toute la durée de l'accord de branche. Cela permet en effet d'éviter d'imputer à l'entité technique audité une amélioration ou une dégradation énergétique dont elle n'est pas responsable.

La quantité totale d'énergie primaire d'un usage regroupe tous les vecteurs énergétiques considérés au sein du périmètre de l'entité considérée et liés à l'usage concerné. Les vecteurs correspondant à des énergies approvisionnées ou à des matières énergétiquement valorisées doivent être comptabilisés avec leur contenu propre en énergie primaire :

- via un facteur de conversion unique et conventionnel pour l'électricité et les principaux combustibles, via la valeur du PCI – pouvoir calorifique inférieur – pour les combustibles particuliers,
- via la valeur réelle ou par défaut liée à la conversion pour les vecteurs approvisionnés à partir de processus de production spécifiques externes au périmètre. Ce sont souvent des vecteurs qui ont une nature « utilité » mais qui doivent dans certains cas être des « énergies approvisionnées » ou des « matières énergétiquement valorisées ».

Exemples :

Une entité qui a « externalisé » ou « outsourcé » sa production de vapeur, cette dernière ne faisant plus partie du périmètre, doit considérer cette vapeur comme une énergie approvisionnée et doit lui

donner un contenu « réel ou réaliste » en énergie primaire et en émissions de CO₂, qu'il gardera constant durant toute la durée de l'accord.

Un « Power plant » externe au périmètre, qui produit des vecteurs à traiter comme « énergies approvisionnées » par les entités qu'il approvisionne, avec leur contenu réel en énergie primaire et en émissions de CO₂ et qu'il gardera constant durant toute la durée de l'accord.

Les vecteurs correspondant à des utilités doivent quant à eux être comptabilisés avec leur contenu réel en énergie primaire (via la valeur réelle liée à leur conversion qui peut évoluer d'année en année).

Les coefficients de conversion repris aux points a, b et c ci-dessous doivent obligatoirement être utilisés

(a) 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%⁵.

Ainsi, 1 kWh d'énergie finale sous forme d'électricité demande $1/0,4 = 2,5$ kWhp ou encore 0,0090 GJp⁶ d'énergie primaire.

(b) Electricité à partir de sources « gratuites » d'énergies renouvelables (incluses 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 de l'entité (voir 2.2 Périmètre), 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.

⁵ 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%).

⁶ $1 \text{ kWh} = 1 \text{ kW} \cdot 1 \text{ h} = 1 \text{ kJ/s} \cdot 3600 \text{ s/h} \cdot 1 \text{ h}$ et donc $1 \text{ kWh} = 3600 \text{ kJ} = 0,0036 \text{ GJ}$. Si $1 \text{ kWh} = 2,5 \text{ kWhp}$, alors $1 \text{ kWh} = 0,009 \text{ GJp}$.

Remarque :

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'une entité économisait 1000 kWh électriques ou lorsqu'elle produisait 1000 kWh d'électricité à partir d'énergie renouvelable, elle bénéficiait dans les deux cas d'une économie en énergie primaire de $1000 \times 0,0072 = 7,2$ GJp.

Dans la présente méthodologie, lorsqu'une entité économise 1000 kWh électriques via une mesure d'efficacité énergétique pure, elle bénéficie d'une économie en énergie primaire de $1000 \times 0,0090 = 9$ GJp. Par contre, si elle décide de produire 1000 kWh d'électricité à partir d'énergie renouvelable, elle bénéficie alors d'une économie en énergie primaire de $1000 \times (0,009 - 0,0036) = 5,4$ 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 CO₂ on donne bien leur « pleine valeur » aux énergies renouvelables, d'autre part qu'un nouvel indice (F_{SER}) permet spécifiquement de quantifier les efforts faits en termes d'énergies renouvelables.

(c) 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. (PCI)

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

3.1.7. Emissions de CO₂

3.1.7.1. Définition des émissions de CO₂

On considère ici les émissions de CO₂ liées à l'utilisation (et donc à la production) des différents vecteurs énergétiques consommés par l'entité examinée. 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.

3.1.7.2. CO₂ 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 CO₂ 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 CH₄ (gaz à effet de serre), ne sont pas considérées dans le présent cadre.

3.1.7.3. Le CO₂ non énergétique

Les émissions de CO₂ 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 CO₂ et s'échappe à l'atmosphère ou à une utilisation propre de CO₂ dont une partie est perdue à l'atmosphère. Parmi les opérations industrielles qui sont sources d'émissions de CO₂ 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 CO₂ comme gaz d'inertage dans certaines applications agro-alimentaires, l'injection de CO₂ dans des boissons pour les rendre gazeuses, l'usage potentiel de CO₂ 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 ne doit plus être pris en compte dans le cadre des accords de branche de deuxième génération.

Néanmoins, si l'entité le souhaite, elle peut le prendre en considération pour peu que ce CO₂ soit comptabilisé officiellement (par exemple dans le cadre de l'ETS) et qu'elle dispose et intègre des moyens d'actions permettant d'améliorer son indice ACO₂.

3.1.7.4. Conversion de l'énergie primaire en émission de CO₂ énergétique

(a) 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 CO₂ de **55,8 kg/GJp** ou **200,9 kg CO₂/MWhp**, ou encore **502,2 kg CO₂/MWhé** (MWhé étant exprimé en énergie finale).

(b) Electricité renouvelable

On considère dans ce cas une émission nulle de CO₂ énergétique, donc **0 kg CO₂/GJp**.

(c) 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 (1996a)⁷, dont les principaux sont rappelés dans le tableau illustré plus bas.

Les directives de l'IPCC (1996a) stipulent que les émissions de CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ est considéré comme nul.

	(kg CO ₂ /GJp)	(kgCO ₂ /MWhp)
charbon	92,7	333,7
coke de cokerie	106,0	381,6
lignite	99,2	357,1
terril	92,7	333,7

⁷ Ces coefficients seront revus au besoin dans le cadre des audits approfondis pour assurer la cohérence avec les directives IPCC 2006.

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
récup. 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 entreprises classées « ETS » (Emission Trading System) qui le souhaitent peuvent, dans le cadre des accords de branche de deuxième génération, reprendre comme facteurs d'émission de CO₂ les valeurs comptabilisées pour leur déclaration dans le cadre du suivi de la Directive ETS. Afin d'éviter toute confusion, ces entreprises 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.

Exemple CharlieChoco:

Facteur de conversion	Electricité approvisionnée (kWh)	Gaz Naturel (kWhs)	Ecorces (GJi)
Facteur de conversion en énergie primaire (GJp/Unité)	0,009	0,0033	1
Facteur de conversion en CO2 (kgCO2/Unité)	0,5022	0,1814	0
Facteur de conversion en E. finale (kWhf/Unité)	1	0,903	277,78

Année : 2005	Energies approvisionnées			Matières énergétiquement valorisées	Utilités	
	ELE	GZN	FLg	ECOR	VAP	ACO
	Electricité approvisionnée	Gaz Naturel	Fuel Léger	Ecorces	Vapeur	Air comprimé 8 bars
	(en GJp)	(en GJp)	(en GJp)	(en GJp)	(en GJp)	(en GJp)
01 Production	TT	TT	TT	TT	TT	TT
01.01 Préparation de la pâte de cacao	15.300	8.777	XX	5.851	XX	XX
01.02 Chocolat au lait	6.300	XX	XX	XX	1.835	186
01.03 Chocolat fondant	12.600	XX	XX	XX	3.669	371
01.04 Emballage - conditionnement	1.800	XX	XX	XX	XX	186
01.05 Station épuration eau usées	XX	XX	XX	XX	XX	XX
02 Bâtiments	TT	TT	TT	TT	TT	TT
02.01 Bâtiment	TT	TT	TT	TT	TT	TT
02.01.01 Eclairage + Climatisation + Divers	12.663	XX	XX	XX	XX	XX
02.01.02 Chauffage	XX	11.215	XX	XX	XX	XX
Totaux énergies approvisionnées	49.500	19.992	5.409	5.851		

3.2. Indices d'amélioration AEE et ACO2

3.2.1. Définition générale

On définit des indices d'amélioration qui servent à établir et à suivre les performances énergétique et en CO2 de l'entité tout au long de l'accord de branche afin de vérifier comment la situation de l'entité 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 de l'entité concernée entre l'année de référence (réf) et l'année examinée (t). 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 **AEE**) qui utilise les chiffres en énergie primaire définis plus haut, et un indice « **d'amélioration en émissions de CO2** » (noté **ACO2**) qui utilise les chiffres en émissions de CO2.

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 N (consommation d'énergie primaire ou émissions totales de CO2) et une situation « théorique » pour cette même année.

La consommation théorique peut se définir comme la consommation en énergie primaire que l'entité aurait présentée 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. Les autres paramètres (volume de production, product mix, climat...) sont par contre bien ceux-là même auxquels l'entité est confrontée 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 CO₂ qui sont la conséquence des actions spécifiques menées par les acteurs de l'entité concernée, en se départissant de l'influence des phénomènes extérieurs, non liés au pouvoir ou à la zone d'influence des acteurs de l'entité (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_{CO2} de la manière suivante :

$$A_{EE} (\text{année } t / \text{année réf}) = \left(1 - \frac{\text{Consommation réelle en énergie primaire année } t}{\text{Consommation théorique en énergie primaire année } t} \right)$$

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 durant l'année de référence c'est-à-dire la consommation en énergie primaire par unité d'indicateur d'activité.

Attention : le numérateur comme le dénominateur de cette fraction portent sur 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 :

$$A_{CO2} (\text{année } t / \text{année réf}) = \left(1 - \frac{\text{Emissions réelle en CO}_2 \text{ année } t}{\text{Emissions théoriques en CO}_2 \text{ année } t} \right)$$

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 CO₂ de l'usage durant l'année de référence c'est-à-dire l'émission de CO₂ par unité d'indicateur d'activité.

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

3.2.2. Définition mathématique

On peut également donner une définition « mathématique » des indices A_{EE} et A_{CO2}, 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 « réf »), l'entité examinée a été caractérisée par n usages différents dont les indicateurs d'activité valaient respectivement $IA_1^{réf}$, $IA_2^{réf}$, ..., $IA_n^{réf}$

- pour l'indicateur d'activité $IA_1^{réf}$, l'usage 1 a consommé une quantité d'énergie primaire $E_1^{réf}$ (GJp)
- pour l'indicateur d'activité $IA_2^{réf}$, l'usage 2 a consommé une quantité d'énergie primaire $E_2^{réf}$ (GJp)
- ...
- pour l'indicateur d'activité $IA_n^{réf}$, l'usage n a consommé une quantité d'énergie primaire $E_n^{réf}$ (GJp)

De l'analyse de l'entité au cours de l'année de référence, on a déterminé pour chaque usage :

- Une consommation spécifique « Cs » en énergie primaire

$$Cs_i^{ref} = \frac{E_i^{ref}}{IA_i^{ref}} \quad (\text{en GJp/unité d'indicateur d'activité})$$

pour $i = 1, \dots, n$;
n étant le nombre d'usages

- Et une consommation totale d'énergie :

$$E_{tot}^{ref} = \sum_{i=1}^n E_i^{ref} = \sum_{i=1}^n Cs_i^{ref} \times IA_i^{ref} \quad (\text{en GJp})$$

Si on examine maintenant l'année t, au cours de laquelle l'entité se caractérise par les indicateurs d'activité $IA_1^t, IA_2^t, \dots, IA_n^t$ la consommation totale en énergie primaire s'écrit :

$$E_{tot}^t = \sum_{i=1}^n E_i^t = \sum_{i=1}^n Cs_i^t \times IA_i^t \quad (\text{en GJp})$$

avec :

$$Cs_i^t = \frac{E_i^t}{IA_i^t} \quad (\text{en GJp/unité d'indicateur d'activité})$$

pour $i = 1, \dots, n$
n étant le nombre d'usages⁸

L'indice d'amélioration en énergie primaire de l'entité examinée au cours de l'année t se définit alors comme :

$$A_{EEt} = \left(1 - \frac{E_{tot}^t}{\sum_{i=1}^n Cs_i^{ref} \times IA_i^t} \right) \quad (\text{en } \%)$$

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

Indice d'amélioration en émissions de CO₂ A_{CO2} :

Un développement tout à fait identique à celui présenté plus haut mais où

Em = émissions de CO₂ (en kg)

ems = émissions spécifiques de CO₂ (en kg par unité d'indicateur d'activité),

$$ems_i^{ref} = \frac{Em_i^{ref}}{IA_i^{ref}} \quad \text{et} \quad Em_{tot}^t = \sum_{i=1}^n Em_i^t = \sum_{i=1}^n ems_i^t \times IA_i^t$$

⁸ Notons bien que dans la réalité du suivi de l'audit, il est très probable que le nombre d'usages « n » de l'année de référence soit en réalité différent du nombre d'usages de l'année t.

$$A_{CO2t} = \left(1 - \frac{Em_{tot}^t}{\sum_{i=1}^n ems_i^{ref} \times IA_i^t} \right) \quad (\text{en } \%)$$

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

3.2.3. 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 3.1.6.2 Conversion de l'énergie finale en énergie primaire).
- L'émission totale réelle de CO₂ 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 CO₂ via les facteurs d'émission habituels et conventionnels (voir 3.1.7.4 Conversion de l'énergie primaire en émission de CO₂ énergétique).
- 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 de l'entité examinée.

Rappelons que l'année de référence utilisée dans ce calcul est toujours 2005, sauf si l'entité a pu obtenir une dérogation lui permettant de définir comme référence une autre année que 2005 (voir 3.1.4.1 Année de référence 2005).

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 l'entité concernée n'a pas pu déterminer ou reconstituer les consommations et émissions spécifiques de 2005, puisqu'elle ne dispose que des consommations et émissions spécifiques d'une année récente examinée (voir 3.1.4.1 Dérogation par rapport à l'année de référence 2005), le suivi des indices A_{EE} et A_{CO2} se fera de la manière suivante :

- L'entité 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. Cibles et programme énergétique

3.3.1. Principe général

Une fois établi le diagnostic et donc le tableau de consommation de l'entité concernée pour l'année de référence et l'année intermédiaire 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'actions**, menant à la détermination des objectifs que l'entité s'engage à atteindre.

Pour réaliser le plan d'actions, on identifie les postes les plus consommateurs d'énergie et on mène pour chacun d'eux des « **scans** » qui passent en revue toutes les possibilités de réduction de ces consommations.

Tous les éléments des plans d'actions sont confidentiels. Il y a lieu de respecter cette préoccupation, et de rappeler que tous les acteurs des accords de branche, en particulier les membres des Comités directeurs sont tenus à la plus stricte **confidentialité** concernant les données spécifiques d'entreprises. Il y a lieu également de rappeler que les auditeurs et les vérificateurs, dans leur devoir de confidentialité, n'ont pas à transmettre d'information à des tiers, sans l'accord explicite de l'entreprise.

3.3.2. Identification des pistes d'amélioration

Ce travail consiste en l'organisation d'une ou plusieurs réunions (ou « *brainstormings* ») auxquelles participent les membres de l'équipe interne de l'entité 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 de l'entité étudiée 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 différentes pistes :

- d'amélioration de l'efficacité énergétique des procédés industriels et des utilités ;
- d'utilisation d'énergies renouvelables au sein du périmètre étudié ;
- en veillant à incorporer des améliorations relatives aux bâtiments présents sur l'entité, même si leur part est généralement faible dans la facture énergétique globale.

Il importe que chacune des pistes soit relative à une action précise de manière à être capable, dans une seconde étape, d'y associer une économie et un investissement. Ainsi, par exemple une piste énoncée comme « réduire la consommation de chauffage du bâtiment » devra être précisée et au besoin, décomposées en pistes plus concrètes, comme par exemple « Changement des vitrages » ou « Régulation climatique de la chaufferie » ou encore « Isolation des conduites de chauffage en dehors du volume protégé »...

Chacune des pistes est alors évaluée, d'une part en termes de gain (gain ou économie en énergie primaire, gain en émissions de CO₂ ou tonnes de CO₂ évitées, gain financier correspondant), et d'autre part en termes de coût d'investissement.

3.3.3. Classifications des pistes d'amélioration

Deux classifications sont établies pour chacune des pistes identifiées :

3.3.3.1. Classe de rentabilité « 1/2/3 »

La division du montant d'investissement par le gain financier annuel permet de définir le **PBT simple** (*Pay Back Time* simple ou temps de retour simple sur investissement, « simple » voulant dire « sans actualisation »).

Le gain financier doit incorporer tous les gains liés à la piste d'amélioration (gain en consommation d'énergie mais aussi en frais de maintenance, de suivi... etc.), 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. De même, on peut prendre en considération le coût de la tonne de CO₂ évitée pour les entreprises soumises à l'obligation de déclaration des quotas d'émission (ETS). Attention cependant à en évaluer le prix avec prudence compte tenu des fluctuations importantes constatées sur le marché du CO₂ ces dernières années.

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 de l'entité examinée). 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 pour chacune des pistes identifiées, créant trois classes de rentabilité :

- **1** : PBT < 2 ans
- **2** : 2 < PBT < 5 ans
- **3** : PBT > 5 ans

3.3.3.2. Classe de faisabilité « R/A/B/C »

Par ailleurs, l'équipe participant au brainstorming fixe également une classe de « faisabilité technique » pour chaque piste, suivant :

- **R** = réalisé depuis l'année référence
- **A** = techniquement disponible - faisabilité certaine
- **B** = techniquement disponible - faisabilité à vérifier
- **C** = recherche et développement

L'examen des obstacles va en général déterminer le classement des scans dans les catégories A, B ou C. Qu'ils soient économiques, techniques, de marché ou réglementaires, les obstacles doivent être identifiés et expliqués dans les scans.

Les pistes R sont des pistes qui ont été réalisées entre l'année de référence et l'année de l'audit approfondi initial. Notons que les pistes A, B ou C qui seront réalisées ultérieurement (et comptabilisées lors d'un audit de suivi) ne doivent pas être requalifiées en R dans les rapports de suivi, de manière à permettre leur traçabilité complète (par exemple, en 2020, l'entité a réalisé 12 des 15 pistes « A » évaluées lors de l'audit approfondi).

Les pistes A sont celles dont la technologie est disponible et la faisabilité certaine. Ici, il n'est pas question dans la faisabilité de prendre en considération un critère économique pour juger de la faisabilité. Ce sera le cas par exemple pour des moteurs à haute efficacité, pour la mise en place d'un éclairage performant, pour le placement de variateurs de vitesse ou le remplacement d'une chaudière.

Les pistes B sont celles dont la technologie est disponible mais la faisabilité est incertaine. Cette faisabilité est jugée sur base de critères objectifs tels que l'obtention d'un permis, des critères de qualité, de disponibilité financières. Ainsi le placement d'une éolienne, la réduction d'un temps du procédé influençant la qualité du produit final ou la biométhanisation de produits aux caractéristiques chimiques encore peu définies pourront être classés en B.

Les pistes C sont des pistes dont la technologie n'est pas disponible ou appliquée dans le secteur. On pourra citer dans cette catégorie le recours aux piles à combustible, le captage du CO2 de combustion ou encore le recours à une géothermie profonde.

Pour être complet, précisons qu'il existe des pistes dites « forcées ». Il s'agit de pistes de la catégorie A3 ou des pistes de catégories B ou C, qui ne font donc pas partie de l'objectif de l'entité mais dont la décision d'investissement a été prise par l'entreprise. Les gains énergétiques et en CO2 de ces pistes dites forcées doivent donc être incorporés à l'objectif. Ces pistes peuvent en effet induire des améliorations en efficacité énergétique ou en CO2 sans pour autant que la décision de leur mise en œuvre provienne uniquement d'un calcul coûts / bénéfices énergétique (il peut s'agir d'une décision de renouvellement d'équipement, d'amélioration de processus ou de qualité, d'une nouvelle ligne d'augmentation de la production plus performante, etc.).

3.3.4. Fixation de l'objectif

L'objectif chiffré sera constitué de 2 parties :

- ✓ une 1^{ère} partie basée sur les efforts réalisés entre l'année de référence et l'année de l'audit approfondi ;
- ✓ une 2^{ème} partie basée sur les pistes retenues entre l'année de l'audit approfondi et 2020.

3.3.4.1. Objectif de résultat

Le but des scans est d'établir un potentiel d'amélioration énergétique et CO2. Ce potentiel est élaboré à partir d'une liste de pistes d'amélioration qui ont été jugées faisables et rentables. L'objectif ainsi élaboré devient une fin en soi (objectif en terme de résultat) et non une nécessité de réaliser les pistes identifiées (ce n'est pas un objectif en terme de moyens).

Les gains énergétiques et en CO2 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 CO2 évités).

3.3.4.2. Consommation théorique de référence

Pour établir le pourcentage d'amélioration, il est indispensable d'identifier le dénominateur de référence.

En 2020, les performances énergétiques de l'entité seront calculées suivant :

$$AEE_{2020} = 1 - \frac{E_{réel}^{2020}}{E_{théo}^{2020}}$$

Où AEE est l'amélioration de l'efficacité énergétique

Et $E_{théo}^{2020}$ est l'énergie théorique pour l'année 2020 calculé comme suit :

$$E_{théo}^{2020} = \sum_{i=1}^n C_{S_i}^{réf} \times IA_i^{2020} \quad (\text{en GJp})$$

pour $i = 1, \dots, n$

n étant le nombre d'usages (en 2020)

L'indice de performance énergétique AEE mesure donc les économies d'énergie qui ont été réalisées entre l'année de référence et 2020 par rapport à l'énergie que l'entité aurait dû consommer en 2020 si elle avait maintenu les mêmes consommations spécifiques que celles de l'année de référence.

3.3.4.3. Calcul de l'objectif

Théoriquement, l'objectif devrait donc être fixé en connaissant les indicateurs d'activité (IA) de 2020, ce qui est illusoire. La consommation théorique de référence au dénominateur sera donc celle de l'année t de l'audit approfondi.

Le programme énergétique ou le plan d'actions de l'entité examinée consiste alors en la définition du gain global en énergie primaire permis par :

- les améliorations observées / réalisées après l'année de référence ;
- les pistes A présentant la classe 1 et la classe 2 ainsi que les pistes dites « forcées ».

L'objectif de 2020 devrait donc correspondre à :

$$Objectif_{2020} = \frac{\sum Gain(Ep)_{R,A1,A2}}{Ethéo_t} = AEE_t + \frac{\sum Gain(Ep)_{A1,A2}}{Ethéo_t}$$

Deux remarques essentielles sont à noter :

- Une piste R qui est réalisée après l'année de référence mais qui disparaît avant ou lors de l'année de suivi ne doit pas être prise en compte. Par exemple si cette piste bien réelle porte sur un usage qui disparaît plus tard, après réalisation de l'audit, mais avant 2020, il ne faut pas la prendre en compte dans l'objectif.
- 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.

3.3.4.4. Conciliation des indices et des améliorations réalisées

Il convient dès lors de concilier les pistes R avec l'AEE_t.

On aura donc en principe :

$$\frac{\sum Gain(Ep)_R}{Ethéo_t} = AEE_t > 0$$

Si la conciliation n'a pu avoir lieu, il faut identifier le problème :

- soit les pistes R ont été évaluées avec trop d'incertitudes ;
- soit AEE_t est ≤ 0
- soit les consommations spécifiques de référence sont fausses ;
- soit des événements structurels ou conjoncturels n'ont pas été pris en compte lors de l'année de suivi la plus récente.

Dans la plupart des audits il est très rare de que la somme des économies calculées dans les pistes réalisées corresponde exactement au pourcentage d'amélioration des indices. On tolérera habituellement un écart relatif de 20% justifié par l'incertitude sur les hypothèses de calcul des pistes ou sur celles des données ayant permis d'établir les consommations spécifiques de référence.

Notons qu'en pratique les pistes R doivent être comparées à un gain énergétique par usage dans le tableau ECA. Or, il se peut qu'entre 2 années, bien que l'indice global calculé soit positif, certains usages se soient dégradés. Comme ces dégradations ne sont pas comptabilisées dans le plan d'action, les indices partiels négatifs ne doivent donc pas être pris en compte dans la conciliation. En effet ces indices partiels négatifs

résultent soit d'une dégradation de l'efficacité énergétique d'un usage, soit d'un ajustement structurel du tableau qui n'a pas été établi.

L'objectif 2020 sera donc finalement établi comme

$$Objectif_{2020} = \max\left(\frac{\sum Gain(Ep)_R}{Ethéo_t}; AEE_t\right) + \frac{\sum Gain(Ep)_{A1,A2}}{Ethéo_t}$$

Où $\sum Gain(Ep)$ est la somme des gains relatifs aux pistes (R, A1, A2) calculée en énergie primaire.

Les entités 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 CO₂ liés à ce programme énergétique constituent dès lors, tout comme dans les accords de branche de première génération, un objectif contraignant pour l'entité examinée 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.

3.3.5. 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 différentes entités et dans la mesure où elles disposent toutes 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 retenu 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.

3.3.6. Pistes exclusives ou mutuellement influençables

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 CO₂ énergétique la plus importante, soit celle que l'entité 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 CO₂ énergétique la plus importante, ou celle que l'entité 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.

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 l'entité a un pouvoir d'action ;
- Inciter les entreprises, 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 de l'entité 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 CO₂ 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 entreprises.

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 de l'entité : la machine de production de l'électricité / de la chaleur / du froid appartient au périmètre de l'entité.

- 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 de l'entité ne sera pas considérée comme SER ayant pour origine l'entité.
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 de l'entité alors l'électricité verte ainsi achetée pourrait être valorisée comme SER ayant pour origine l'entité. Ce qui doit être vérifié ici est l'appartenance ou non au périmètre de l'entité 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 l'entité ?
- 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 l'entité.

Exemples :

- L'électricité produite par une éolienne qui appartient au périmètre de l'entité est considérée comme une SER ayant pour origine l'entité ;
- Le biogaz alimentant une cogénération qui appartient au périmètre de l'entité est considérée comme une SER ayant pour origine l'entité ;
- 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 l'entité si l'unité de cogénération n'appartient pas au périmètre de l'entité.

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 de l'entité et, d'autre part, l'énergie finale totale consommée sur l'entité.

Sens physique

Part des SER autoproduites dans la consommation totale de l'entité.

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 l'entité et, d'autre part, l'énergie finale totale consommée sur l'entité.

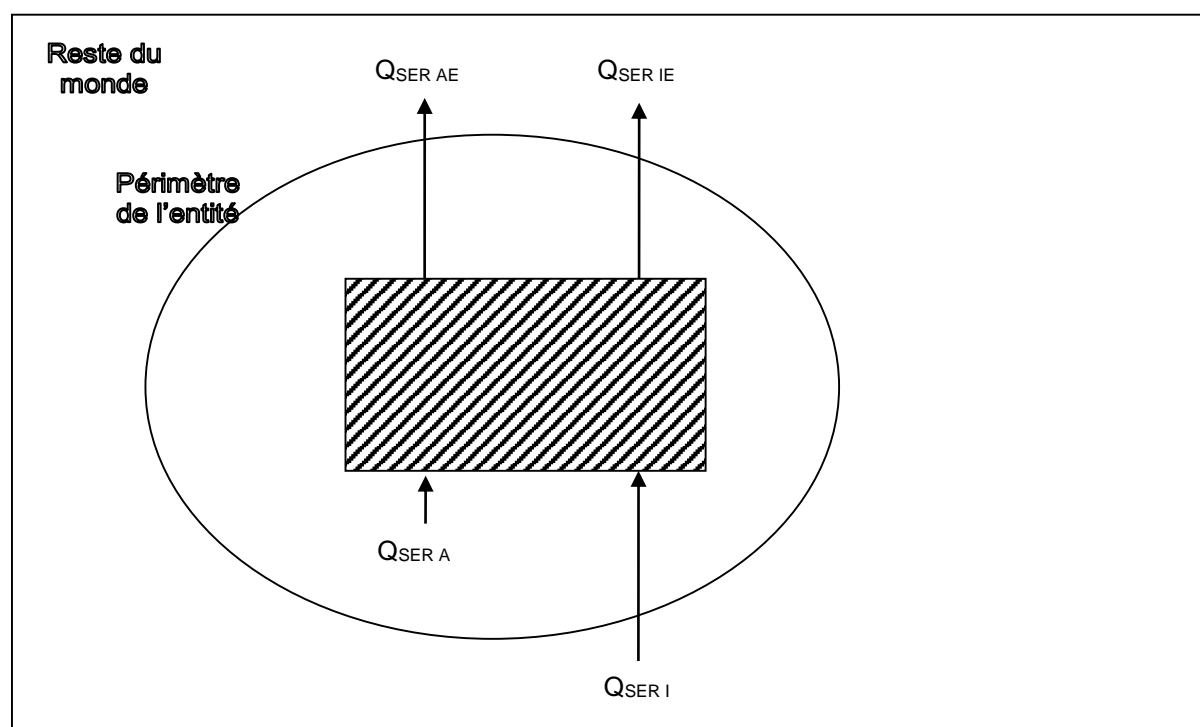
Sens physique

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

L'indice permet de mesurer la contribution de l'entité 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 l'entité (demande formulée par certaines fédérations). Il permet également de mesurer la contribution de l'entité 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 de l'entité)

I : flux importé (dans le sens SER dont l'origine n'est pas le périmètre de l'entité)

E : flux exporté (dans le sens SER dont la destination est extérieur au périmètre de l'entité)

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 CO₂. Par conséquent, il faut d'abord s'entendre sur la définition de ce qu'on entend par « énergie totale consommée par l'entité », 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_e (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}

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

Où :

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

Remarques :

- $Q_{SER A}$, et $Q_{tot \text{ Conso Entité}}$ 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'une entité. Cette éolienne produit 2.000 MWh d'électricité par an. L'entité n'exporte pas d'énergie électrique. La consommation totale de l'entité est de 10.000 de MWh/an, dont 4000 MWh d'électricité :
 - $Q_{SER A} = 2.000 \text{ MWh}$;
 - $Q_{tot \text{ Conso Entité}} = 10.000 \text{ MWh}$;
 - $F_{SER} = 100 \times (2.000) / 10.000 = 20 \%$

3.4.4.2. F_{dSER}

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

Où :

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

Remarques :

- $Q_{SER I}$, $Q_{SER IE}$ et $Q_{tot \text{ Conso Entité}}$ sont exprimés en énergie finale ;
- F_{dSER} est sans unité et exprimé en % ;
- $Q_{SER I}$, $Q_{SER IE}$, $Q_{tot \text{ Conso Entité}}$ 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 précédemment (voir 3.1.6.2 Electricité à partir de sources). 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 l'entité, 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 de l'entité ;
- Et, en général, l'achat ou la cession d'une énergie consommée par l'entité et produite à partir d'une source renouvelable d'énergie provenant d'une installation n'appartenant pas au périmètre de l'entité.

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) ;
 - $Q_{tot\ Conso\ Entité} = 10.000$ 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/CE⁹ 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^{10 11}.

⁹ 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.

¹⁰ 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.

¹¹ 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.

- La part renouvelable de l'électricité verte achetée est comptabilisée en se basant sur les valeurs communiquées par la CWaPE sur son site internet¹² sous la rubrique « Fuel Mix des fournisseurs en Wallonie ».
- A titre d'exemple, la part renouvelable de la fourniture d'électricité verte des différents fournisseurs verts communiquée dans pour l'année 2013 est la suivante :

|| Fuel Mix 2013 des fournisseurs en Wallonie

Fournisseur	Type de licence	% sources d'énergie renouvelables (1)	% cogénération fossile à haut rendement (2)	% gaz naturel	% autres fossiles	% nucléaire	% inconnu	Fourniture (MWh)
Licence de fourniture général								
AXPO FRANCE & BENELUX	Générale*	0%	0%	29,3%	3,5%	67,2%	0%	376.780
Belgian Eco Energy	Générale	100%	0%	0%	0%	0%	0%	105
Belpower International	Générale	100%	0%	0%	0%	0%	0%	38.810
E.C.S	Générale	21,8%	4,5%	13,3%	4,5%	53,2%	2,7%	6.124.044
EDF Luminus	Générale	19,1%	0%	20,2%	0,4%	60,3%	0%	3.967.032
Electrabel	Générale*	0,8%	5,8%	16,8%	5,8%	67,5%	3,4%	4.407.245
Elexys	Générale	100%	0%	0%	0%	0%	0%	11.490
Endesa Energia	Générale*	0%	0%	29,3%	3,5%	67,2%	0%	6.887
Eneco België	Générale	100%	0%	0%	0%	0%	0%	806.574
Energie 2030 Agence	Générale	100%	0%	0%	0%	0%	0%	7.081
Energie Der Nedelanden	Générale*	0%	0%	29,3%	3,5%	67,2%	0%	9.833
Eni	Générale	47%	0%	15,5%	1,8%	35,6%	0%	1.277.795
Enovos Luxembourg	Générale*	100%	0%	0%	0%	0%	0%	31.584
E.on Belgium	Générale*	51%	0%	1,4%	44,5%	3,1%	0%	871.709
Essent Belgium	Générale	82,7%	0%	5,1%	0,6%	11,6%	0%	501.754
Lampiris	Générale	100%	0%	0%	0%	0%	0%	1.587.870
Octa+ Energie	Générale	100%	0%	0%	0%	0%	0%	63.844
Powerhouse	Générale*	100%	0%	0%	0%	0%	0%	23.972
Scholt Energy Control	Générale*	17,2%	0%	24,3%	2,9%	55,7%	0%	25.677
Wind Energy Power	Générale*	100%	0%	0%	0%	0%	0%	22.662

La part renouvelable de l'électricité grise¹³ (électricité non « verte » achetée sur le réseau) n'est pas comptabilisée.

- La part de renouvelable de l'électricité verte achetée est également indiquée sur la facture d'achat.
- 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)¹⁴ ;

¹² <http://www.cwape.be/?dir=3.6.00>

¹³ 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 ».

¹⁴ 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.

- 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 de l'entité »

3.5.1. Principes généraux

Le suivi des indices est matérialisé par des audits de suivi ou « reportings annuels ».

Si la structure de l'entité examinée 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 3.2 Indices d'amélioration AEE et ACO₂).

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

Il arrive cependant le plus souvent que des modifications d'équipements ou d'usages énergétiques interviennent :

- soit parce que des erreurs ont été détectées dans l'audit approfondi initial ou dans le reporting annuel ;
- 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 des paramètres extérieurs ont modifié significativement la consommation d'énergie de l'entité (incident technique, chômage économique, ...)

Dans ce cas, l'établissement des indices doit tenir compte des modifications structurelles et ajustements conjoncturels apportés à la référence et le suivi s'avère un peu plus complexe, comme expliqué ci-dessous.

Dans ses rapports d'audit de suivi, l'entité doit toujours documenter séparément les modifications structurelles et les ajustements conjoncturels.

3.5.2. Par qui ?

Ces audits de suivi peuvent être réalisés :

- soit par un auditeur agréé AMURE – Accord de branche
- soit en interne par toute personne ayant suivi une formation allégée donnant lieu à la délivrance d'un certificat, et faisant partie du personnel de l'entité étudiée ou d'une autre entité appartenant à la même entreprise pour autant que cette autre entité soit également incorporé à l'accord de branche.

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

Un recyclage sera régulièrement organisé par les pouvoirs publics auquel les auditeurs internes seront invités.

3.5.3. Modifications structurelles

Une modification est dite « structurelle » si elle provoque durablement une augmentation des consommations ou des émissions de l'entité. Les modifications structurelles des indices reflètent donc une modification permanente des conditions de référence.

On peut citer dans la catégorie des modifications structurelles :

- La mise en production d'un produit modifié de consommation spécifique plus élevée que le produit initialement réalisé ;
- La surconsommation d'énergie imputable à une modification de législation environnementale ou à de nouvelles obligations en ce domaine (comme par exemple la mise en service d'une station d'épuration, ou le passage d'un électrofiltre à un filtre à manches pour le dépoussiérage des fumées);
- Une période d'arrêt ou – ce qui est généralement plus pénalisant d'un point de vue énergétique – de maintien en « stand-by » systématique d'installations ou parties d'installations pour des raisons technique ou économiques particulières ;
- 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.

Ces modifications structurelles corrigent les indices calculés en modifiant soit les consommations (et émissions) spécifiques de références de l'audit approfondi initial, soit en en créant de nouvelles. Dans tous les cas, elles modifient le dénominateur du calcul des indices.

Ces corrections seront proposées par les entités à leur fédération puis ensuite par ces fédérations au Comité Directeur de l'accord de branche qui sollicitera, si nécessaire l'avis de l'expert technique, avant d'être formellement adoptées.

3.5.3.1. Correction d'une valeur de référence

Le 1^{er} type d'ajustement structurel est lié à une détection d'une erreur dans les consommations ou émissions spécifiques de références. Cette erreur peut être liée à une répartition erronée de l'énergie dans le tableau de consommation de l'année de référence. Dans ce cas, le rapport d'audit de suivi mentionnera les corrections effectuées (sur au moins 2 des usages de l'année de référence) en mentionnant pour chaque usage l'ancienne et la nouvelle valeur et en la justifiant.

La modification de la consommation spécifique peut également résulter d'un changement d'indicateur d'activité, jugé plus pertinent. Ce serait le cas par exemple d'une entité qui voit sa production passer de 2 postes à 3 postes provoquant et de ce fait, une augmentation du temps d'éclairage des bâtiments. L'indicateur d'activité choisi initialement pour l'éclairage des bâtiments, en m² pourrait alors être remplacé par les heures d'éclairage.

3.5.3.2. Correction climatique

La correction climatique permet de tenir compte de la rigueur de l'hiver sur la consommation en chauffage des bâtiments ou des surchauffe d'été sur la consommation des groupes frigorifiques.

Un premier élément à prendre en compte est la différence de climat entre l'année de référence 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 », « production d'eau chaude sanitaire » ... 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 entité 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 de l'entité à leurs bâtiments, dont on a vu qu'elles devront être incluses aux scans, 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, peut 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.

En pratique, il est très rare d'observer une variation de la consommation des bâtiments industriels proportionnelle aux degrés-jours. Pour 2010 qui était une année très froide, les entités ont vu leurs indices s'améliorer car la correction mathématique était plus importante que l'augmentation de chauffage. Par contre, pour 2011, c'est l'inverse, l'année a été très chaude et mathématiquement, les indices se sont dégradés, parfois jusqu'à 5%, ce qui peut avoir un grand enjeu par rapport à l'engagement¹⁵.

Etant donné ces imperfections, il est très important que les acteurs de l'entité 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 (c'est-à-dire 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. Par exemple, lorsque la chaudière d'un bâtiment sert à la production de chauffage et d'eau chaude sanitaire, il est courant de ne faire varier que 85% de sa consommation avec les degrés-jours.

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) (ou une pondération de ce ratio, comme discuté ci-dessus)

¹⁵ Voir article « La normalisation climatique du chauffage d'un bâtiment industriel » dans le réactif mars 2015 (<http://energie.wallonie.be/fr/trimestriel-reactif.html?IDC=7385>)

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).

Dans le rapport de suivi, cette correction climatique est réalisée soit à travers une modification structurelle, soit par l'intégration des degrés-jours dans les indicateurs d'activité des usages concernés.

Pour plus de détails, voir le document « Aide à la mise en place d'une comptabilité analytique des fluides et énergies – manuel CAFE »¹⁶.

3.5.3.3. 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'une entité participant déjà à un accord de branche ;
- D'un nouveau bâtiment sur une entité ;
- D'une nouvelle entité désireuse de rejoindre l'accord de branche ;
- D'un nouveau produit fabriqué sur une chaîne de production existante au sein d'une entité participant à l'accord de branche.

Les caractéristiques de consommation d'énergie, d'émission de CO₂ 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 que pour l'année de référence (au dénominateur des indices).

Pour définir la ou les consommations et émissions spécifiques de référence du nouvel entrant, plusieurs approches peuvent être employées, classées 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 de la même entité ou sur des unités jugées équivalentes sur d'autres entités (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 de l'entité concernée.

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. Dans ce cas, il est dans l'intérêt de l'entité de ne pas introduire de nouvel entrant et donc de conserver l'ancienne consommation de référence. 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.

La modification des indices est obtenue en introduisant le nouvel entrant comme un nouvel usage au dénominateur de l'indice, comme s'il était présent depuis l'année de référence.

3.5.3.4. Prise en compte d'un usage sortant

Un usage « sortant » peut être par exemple :

- Une unité de production mise à l'arrêt ;

¹⁶ <http://energie.wallonie.be/fr/aide-a-la-mise-en-place-d-une-comptabilite-analytique-des-fluides-et-des-energies.html?IDD=11748&IDC=6113>

- Une entité cessant ses activités ;
- Une entité 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^2) : 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.

3.5.5. Ajustement conjoncturel des indices

D'autres éléments que la variation du climat ou que les entrants ou sortants peuvent constituer des événements auxquels l'entité et ses acteurs ont été confrontés mais qui n'appartiennent pas à leur zone d'influence ou de pouvoir. Dans ce cas, il est possible de corriger les indices avec des ajustements conjoncturels.

Un ajustement est dit « conjoncturel », s'il affecte temporairement (typiquement quelques mois) les performances énergétiques de l'entité. Il a donc une valeur explicative.

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

- un arrêt ou stand-by pour des raisons imprévues ou accidentelles (incendie, panne imprévue, chômage économique,) ;
- une surconsommation d'énergie liée à l'arrêt temporaire d'une installation performante pour cause de maintenance et remplacée par une installation moins performante ;
- une modification de charge liée à des travaux internes ou externes à l'entité ;
- ...etc.

Dans ces cas, il est admissible pour l'entité concernée 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 :

1. 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.
2. 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 corrections seront proposées par les entités à leur fédération puis ensuite par ces fédérations au Comité Directeur de l'accord de branche qui sollicitera, si nécessaire l'avis de l'expert technique, avant d'être formellement adoptées.

3.5.6. Recoupement des indices A_{EE} et A_{CO_2} 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 (ce serait ainsi le cas si le potentiel d'économie d'énergie présenté par une piste nécessitait 12000 heures de fonctionnement par an) pour expliquer l'amélioration calculée.

3.7. Evaluation approfondie sectorielle

Conformément à l'article 9 « Evaluation annuelle » des conventions sectorielles, « *une évaluation approfondie de l'état d'avancement de l'accord est réalisée au plus tard en [décembre] 2017 sur base des données 2016 et à l'issue de l'accord [en décembre 2021]* ».

Cette évaluation approfondie sectorielle consiste à redéfinir l'objectif sectoriel sur base d'une remise à niveau du plan d'action d'entreprises :

- dont l'indice AEE ou ACO2 2016 est éloigné de plus de 50% de leur objectif sur base des rapports de suivi annuel des entreprises ;
- ~~qui sont soumises à l'application de la directive 2012/27/UE et doivent dès lors respecter la fréquence d'audit pour les entreprises ;~~
- qui doivent réaliser une évaluation approfondie sur avis du comité directeur.

Les entreprises du secteur doivent représenter au minimum 70% de la consommation des entreprises participant à l'accord de branche ou au minimum 70% de l'objectif.

Par soucis de cohérence la fédération peut demander à plus d'entreprises de réaliser la remise à niveau du plan d'action d'entreprise.

Cette remise à niveau intermédiaire du plan d'action des entreprises doit reprendre les éléments suivants :

- 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 et d'autres, nouvelles) ;
- 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 pourra ainsi être réévalué.

3.8. Audit approfondi intermédiaire de l'entité

3.8.1. Objectif de l'audit approfondi

Les opérations réalisées au cours des audits de suivi sont – et doivent rester – relativement simples afin de ne pas forcer les entités 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. Toutefois, si l'entreprise le souhaite et après accord du comité directeur, elle pourra réaliser cet audit.

3.8.2. 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).

3.8.3. 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 pourra ainsi être réévalué le cas échéant.

4. Mapping CO₂ : évaluer l'impact des activités de l'entreprise sur les émissions extérieures au périmètre de son entité

Selon les termes du contrat d'accord de branche, chaque entité participante s'engage à réaliser une étude CO₂ (appelée aussi « mapping » CO₂). Cette étude consiste à examiner les émissions de CO₂ ou autres gaz à effet de serre à une échelle plus globale que celle limitative du périmètre de l'entité. Il peut s'agir d'émissions de procédés, mais aussi d'émissions ayant lieu en-dehors de l'entité comme par exemple les émissions à l'extraction, la préparation et le transport des matières premières que l'entité utilise, au dispatching des produits et leur stockage ainsi qu'à l'usage de ces produits (la conservation de produits alimentaires dans un réfrigérateur ou un surgélateur consomme de l'électricité et génère donc des émissions en centrale électrique). Il peut encore s'agir par exemple d'émissions liées au transport du personnel entre son domicile et son lieu de travail ou des déplacements des commerciaux de l'entité.

Le « mapping » consiste donc à identifier les sources d'émissions concernées, en évaluer l'importance et les classer par ordre d'importance. Les postes les plus émetteurs sont appelés « hot spots » et ce sont ceux qui feront l'objet de la plus grande attention.

Toujours selon les termes du contrat d'accord de branche, chaque entité s'engage à examiner quelles sont ses marges de manœuvre pour influencer les trois principaux « hot spots » identifiés et en tous cas celui constitué par les émissions liées au transport. Elle doit ensuite identifier une ou plusieurs variable(s) clé de sa comptabilité analytique dont la variation est une bonne mesure pour quantifier les émissions que l'on désire réduire. A partir de ces éléments, l'entité est ensuite invitée à construire un indicateur (appelé AMCO2) qui doit permettre de suivre l'impact des mesures de réduction hors périmètre que l'on a décidé de mettre en œuvre et d'en évaluer l'importance en comparant cette variation d'émissions aux émissions de référence de l'entité.

4.1. Objet

L'objectif de cet « audit externe au périmètre de l'entité » est d'initier une dynamique de réduction des émissions de CO₂ indirectes.

Dès lors, ce chapitre précise les conditions dans lesquelles les entreprises établiront un « mapping CO₂ » :

- soit de leur(s) produit(s) sur l'ensemble de leur cycle de vie ;
- soit de l'impact CO₂ de leur activité tant à l'intérieur qu'à l'extérieur de leur entité de production.

Ce chapitre présentera ensuite l'indicateur de suivi des réductions d'émissions de CO₂ en dehors du périmètre de l'entité.

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'une entité 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 ses choix.

4.2. Détermination et suivi du « mapping CO₂ »

4.2.1. Détermination du mapping CO₂

Pour répondre à l'objectif ci-dessus, les entreprises sont amenées à effectuer un mapping¹⁷ CO₂ de leurs produits ou de leur activité.

L'objectif du mapping CO₂ est de permettre aux entreprises de déterminer les étapes des cycles de vie qui génèrent les émissions les plus importantes, 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.

L'année de référence du mapping peut être choisie indépendamment de l'année de référence de l'audit interne au périmètre (voir chapitre 4.3.4).

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 CO₂. Le mapping CO₂ « produit » détermine les différentes étapes émettrices de CO₂ tout au long du cycle de vie du produit et permet de repérer celles qui produisent les émissions les plus importantes.

L'approche alternative est de réaliser un bilan carbone ou CO₂ de l'entité. Dans cette approche, l'analyse consiste plutôt à examiner les émissions induites par l'activité de l'entité, à commencer par les émissions directement produites à l'intérieur du périmètre puis celles qui sont émises en-dehors de l'entité (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 l'entité 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. (Une entité 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 CO₂ :

- 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 CO₂
 - Interprétation des résultats/détermination des hot spots CO₂ (étapes les plus émettrices en CO₂)
- Les résultats à obtenir sont d'identifier :
 - les émissions en tonnes de CO₂ de chacune des étapes ;
 - les étapes les plus émettrices (hot spots CO₂) et celles où l'entreprise peut agir
- Les « étapes » minimales à prendre en compte dans le mapping CO₂ sont :
 - les intrants (matières premières) ;
 - l'acheminement de ces intrants jusqu'à l'entité ;
 - les émissions de CO₂ de l'entité ;
 - le fret des produits ;
 - l'utilisation du produit ;
 - la fin de vie du produit.

¹⁷ Parfois appelée « empreinte CO₂ » dans le cas d'une analyse qui se focalise sur les émissions de CO₂ aux différentes étapes du cycle de vie

Le fait de réaliser un mapping CO₂ « 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 CO₂ 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 :

Méthode	Objectif principal
LCA	Déterminer les impacts environnementaux tout au long du cycle de vie d'un produit afin d'en améliorer le profil environnemental
Entité, Activité, territoire	
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
OEF (Organization Environmental FootPrint)	Méthode harmonisée de la commission européenne
Produit	
PAS 2050	Evaluer les émissions de GES des produits et services
Référentiel BPX X30-323 de l'Afnor	Affichage environnemental
PEF (Product Environmental FootPrint)	Méthode harmonisée de la commission européenne

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. En particulier, l'AWAC a développé et met à disposition sur son site¹⁸ un outil carbone téléchargeable basé sur la méthode du GHG Protocol.

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.
- En principe, le focus aura lieu sur les émissions de CO₂. Toutefois, il convient d'être attentif à ne pas passer à côté d'émissions importantes d'autres gaz à effet de serre (CH₄ et N₂O par exemple). Par exemple, il serait futile de se limiter à l'examen des seules émissions de CO₂ liées à la préparation et la transformation des matières premières de l'industrie agroalimentaire, car on ne prendrait en compte que les émissions liées à la consommation de carburant des machines agricoles alors que d'importantes quantités de méthane et de protoxyde d'azote sont émises par l'usage d'engrais azotés, la gestion de lisier ou l'élevage. Dans ces conditions, il est vivement recommandé de prendre en considération des facteurs d'émissions qui tiennent compte de ces émissions, exprimées en « tonnes équivalent CO₂ ». D'ailleurs, ce sont de tels facteurs d'émissions que l'on va trouver dans les banques de données établies dans le cadre des méthodes ACV ou de bilan carbone
- 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 CO₂ 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 CO₂, 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.

¹⁸ <http://www.awac.be/index.php/outils/calculateur-co2>

- Afin de déterminer le niveau de détail des données à collecter pour chacune des différentes étapes, on peut se baser sur le poids CO₂ estimé de ces étapes. Si on constate qu'une étape a un poids CO₂ important, cela vaut la peine d'aller plus loin dans la recherche des données. Pour les étapes ayant un poids CO₂ moindre, les données « moyennes » ou « génériques » pourront suffire.

4.2.2. Brainstorming CO₂ en dehors du périmètre de l'entité

Les hot spots sont les étapes de la chaîne émettant le plus de CO₂. 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 CO₂ ?

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 CO₂ « externe au périmètre de l'entité » reprenant les pistes identifiées pour réduire les émissions de CO₂ sur la chaîne de production, hors périmètre de l'entité,

4.3. AMCO₂ : Définition et calcul

Un indicateur permet de comptabiliser les tonnes de CO₂ évitées par des actions mises en place en dehors du périmètre de l'entité.

4.3.1. Définition

L'indicateur d'amélioration du mapping CO₂ « AMCO₂ » quantifie les tonnes de CO₂ évitées par des actions mises en place sur une ou plusieurs étapes du cycle de vie du (des) produits de l'entité, en dehors du strict périmètre de cette entité, rapportées aux émissions de CO₂ totales théoriques de l'entité. Cet indicateur reprend donc entre autres les aspects liés au transport des marchandises et des personnes.

Émissions de CO ₂ évitées par des réductions sur le cycle de vie du (des) produit(s), hors périmètre, lors de l'année t par rapport à l'année de référence du mapping
$AMCO_2 = \frac{\text{Émissions de CO}_2 \text{ évitées par des réductions sur le cycle de vie du (des) produit(s), hors périmètre, lors de l'année t par rapport à l'année de référence du mapping}}{\text{Emissions de CO}_2 \text{ totales théoriques de l'entité de l'année t}}$

Le dénominateur de cet indice représente les émissions théoriques de l'entité, c'est-à-dire les émissions qui auraient eu lieu sur cette entité 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_{CO₂}.

L'indice AMCO₂ estime les émissions évitées grâce à la mise en œuvre des projets identifiés en dehors du périmètre de l'entreprise, rapportées aux émissions (théoriques) de l'entité. 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 entité.

4.3.2. 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 pris en compte dans le calcul de l'indicateur AMCO₂, il doit répondre à 3 conditions :

- Il doit effectivement **réduire les émissions de CO₂** 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 CO₂ 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 (CO₂).
- Il doit être quantifiable et faire l'objet d'un suivi (il doit être « **monitorable** »), ce qui implique :
 - o L'identification d'un indicateur d'activité qui permet de suivre l'impact du projet (tonnage de produit, nombre de pièces fabriquées,...) ; l'indicateur doit être disponible (voir [Monitoring](#)) ;
 - 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 projet.
- Il doit être **actif** c'est-à-dire avoir des réelles retombées au niveau des émissions de CO₂ évitées. Autrement dit, ces gains en CO₂ sont limités à la durée de vie du projet réalisé.

Les réductions d'émissions peuvent être imputées à une initiative de l'entreprise (voir le cas des doubles comptages plus loin dans le texte).

Comme déjà mentionné ci-dessus, l'objectif général du projet doit donc bien être de s'améliorer, en réduisant ses émissions de CO₂, par rapport à soi-même. Par conséquent, on ne prendra pas en compte un projet produisant un nouveau produit plus « économe » en CO₂ par rapport à la concurrence, ni des 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).

Facteur d'émission de CO₂

Les facteurs d'émissions de CO₂ dépendent des chaînes d'approvisionnement locales et leurs valeurs varient en fonction des pays où elles sont calculées.

Dans le cas de nos accords de branche, il n'est pas impossible que les facteurs d'émission utilisés au numérateur et au dénominateur de l'indicateur AMCO₂ ne soient pas strictement identiques. Il faut dès lors considérer AMCO₂ comme un indicateur qui compare l'ordre de grandeur de deux quantités qui ne sont pas rigoureusement comparables.

Catégories des projets :

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

- entraînent une modification de la nature des matériaux entrants ayant un contenu « CO₂ » moindre (c'est-à-dire 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 « CO₂ » 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 » c'est-à-dire 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 CO₂ nettement moindre que le PP vierge, ce qui réduit donc les émissions de CO₂ 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 CO₂ par unité de produit ;
- entraînent une réduction des émissions de CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂, 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 CO₂, 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 CO₂ évitées par l'économie en matière première, via ce recyclage ou cette réutilisation, qui sont comptabilisées ici, en déduisant les émissions de CO₂ 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 CO₂ 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.

4.3.3. Calcul des émissions de CO₂ évitées par un projet et monitoring

4.3.3.1. Calcul des émissions de CO₂ évitées par projet

L'application de la méthode retenue par l'entreprise au temps t donne les émissions globales en CO₂ directes et indirectes liées à son activité.

Lors de l'identification du projet, il est nécessaire d'identifier les impacts positifs et négatifs que le projet peut avoir sur les différents postes émetteurs. Par exemple, il se peut qu'un projet soit positif au niveau des émissions de transport mais négatif au niveau des intrants. Il faut donc tenir compte de ces 2 catégories pour définir le gain en CO₂ net.

On propose 2 méthodes pour calculer le gain CO₂ net.

Méthode 1. Approche par projets

Cette méthode consiste à calculer pour chaque projet le gain d'émissions en CO₂ par indicateur d'activité suite à sa mise en œuvre.

Méthode 2. Approche « globale »

Afin de calculer la réduction en émissions de CO₂ de l'ensemble des projets, il faut réappliquer la méthode choisie par l'entreprise pour le mapping CO₂ pour l'année t et calculer la différence entre les 2 années.

Le résultat des méthodes 1 ou 2 est repris au numérateur de l'AMCO₂. La méthode 1 est généralement recommandée car elle ne nécessite pas un recalcul global de l'impact CO₂ de l'activité ou des produits.

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 CO₂, afin de pouvoir réellement se comparer à elle-même et mettre en évidence son évolution.

En pratique, le premier AMCO₂ sera souvent nul, sauf s'il peut recenser des «early actions».

4.3.3.2. Monitoring

Avant la mise en place de l'action, il faut évaluer les émissions de CO₂ 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 CO₂ est évitée à chaque nouvelle pièce produite.

Ces données (ou variables) servent ainsi à l'application des méthodes de calcul choisies pour les années ultérieures.

Voici pour chaque catégorie 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 CO₂/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 CO₂ liées au chauffage/refroidissement : tonnes de CO₂/unité de produit transporté ;
- Émissions de CO₂ liées à la consommation d'énergie du véhicule : tonnes de CO₂/tonne kilomètre.

3) Utilisation : émissions de CO₂ 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 CO₂ liées à la consommation d'énergie du produit (pour un produit qui en consomme) en utilisation : tonnes de CO₂/unité de produit ;
- émissions de CO₂ 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 CO₂/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 CO₂ correspondantes (son contenu en CO₂): tonnes de CO₂/kg ;
- fraction du produit recyclée (en matières premières) kg/unité de produit et ses émissions de CO₂ correspondantes (son contenu en CO₂): tonnes de CO₂/kg ;
- fraction du produit utilisée comme combustible kg/unité de produit et ses émissions de CO₂ correspondantes (son contenu en CO₂): tonnes de CO₂/kg ;
- fraction du produit mis en décharge kg/unité de produit et ses émissions de CO₂ correspondantes (son contenu en CO₂) : tonnes de CO₂/kg.

4.3.3.3. 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 CO₂ intrants = contenu CO₂ du produit A (tonnes de CO₂/tonnes de produit) x quantité de produit A (tonnes/unité de produit) + contenu CO₂ du produit B (tonnes de CO₂/tonnes de produit) x quantité de produit B (tonnes/unité de produit).

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

Emissions en CO₂ transport = Energie consommée par le transport et par tonne de produit (MJ/tonne.km) x coeff conversion CO₂ du carburant (tonnes de CO₂/MJ) x Distance (km) x poids de produit (tonne).

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

Emissions en CO₂ sur une année de vie = (tonnes de CO₂ de toute la chaîne de production/unité de produit) / durée de vie du produit.

○ Exemple de formule pour une action « Recyclage » :

Emissions en CO₂ projet « recyclage » = quantité de matière par unité de produit (kg/unité de produit) x fraction de matières recyclées (%) x émissions de CO₂ c'est-à-dire le contenu CO₂ du matériau recyclé (tonnes de CO₂/kg).

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

Le premier calcul de l'indicateur AMCO₂ devra être effectué sur les données de l'année 2014 et sera repris dans le rapport reprenant les résultats du brainstorming. Pour cet exercice, l'entreprise doit disposer du mapping CO₂ de l'année de référence.

L'année de référence pourra être postérieure à celle des autres indices (A_{EE} et A_{CO₂}) des accords de branche. En effet, prendre 2005 comme année de référence demanderait d'évaluer les impacts CO₂ 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'AMCO₂ ou encore l'année qui a servi de base de calcul pour réaliser l'audit énergétique préalable à l'entrée dans l'accord de branche de 2^e génération.

L'indicateur AMCO₂ est égal à 0 pour l'année de référence choisie

4.4. Calendrier des reporting

Les entreprises qui ont rejoint l'accord **avant le 1^{er} janvier 2014** doivent réaliser leur mapping pour le 15 mars 2015 et le brainstorming pour le 31 décembre 2015.

Les entreprises qui ont rejoint l'accord **au cours de l'année 2014** ne sont pas obligées de réaliser leur mapping pour le 15 mars 2015. Elles sont toutefois invitées à respecter l'échéance finale du 31 décembre 2015 en ce qui concerne :

- l'analyse des hot spots ;
- l'identification des mesures de réduction envisageables ;
- la définition et le calcul de l'indicateur AMCO₂.

Comme cela, ces nouveaux entrants rattraperont les autres entreprises en fin de parcours.

Les entreprises qui rejoignent l'accord **après le 1^{er} janvier 2015** doivent réaliser leur mapping et leur brainstorming endéans les 18 mois qui suivent leur adhésion. Le 1^{er} calcul de l'AMCO₂ sera réalisé sur la dernière année paire, pour permettre la consolidation des données sectorielles.

Remarque :

Les conventions précisent :

« A partir du rapport d'avancement concernant l'année 2014 calculer et suivre bi annuellement son indicateur AMCO₂. Le premier calcul de cet indicateur inclut les pistes déjà réalisées avant janvier 2015 [early actions]¹⁹.

¹⁹ Les textes entre crochets sont des précisions apportées par l'auteur de cette note

A partir du rapport d'avancement concernant l'année 2014, l'entreprise devra intégrer les données concernant l'évolution de son plan d'action CO2 incluant les pistes d'action dégagées lors des brainstormings, les actions CO2 réalisées au cours de l'année et les éventuelles nouvelles actions identifiées ».

Ce texte peut prêter à confusion. On croit devoir déjà calculer un indicateur A_{MCO_2} pour le 15 mars. Mais en fait, la structure de l'indicateur ne sera connue qu'après les brainstormings à réaliser d'ici à décembre 2015. Donc ceci signifie que l' A_{MCO_2} devra être construit tous les deux ans et que le premier doit porter sur l'année 2014, mais rien n'oblige l'entreprise à calculer cet A_{MCO_2} dès le 15 mars 2015 !

Dans les extraits de texte ci-dessus, cela revient à interpréter « *A partir du rapport d'avancement...* » comme « A partir des données [de mapping] figurant dans le rapport d'avancement... »

5. Energies renouvelables

Dans le cadre des accords de branche de deuxième génération, les entreprises s'engagent à évaluer la faisabilité technique et économique d'une série de filières d'énergies renouvelables. Cet engagement correspond à une obligation de moyens c'est-à-dire de mener à bien des études.

Cette obligation de moyens se déroule en 3 étapes :

1. Analyse de faisabilité technico-économique dans le cadre d'audit approfondi préalable à l'entrée de l'entité dans l'accord de branche « Scan's ».
2. Réalisation de trois études de préfaisabilité.
3. Réalisation d'une étude de faisabilité.

Si une entité a déjà mis en service une production d'énergie renouvelable dans l'une des 9 filières mentionnée ci-dessous, elle est dispensée de devoir réaliser une des 3 études de préfaisabilité et l'étude de faisabilité.

5.1. Première étape : les « scan's » renouvelables

5.1.1. Les 9 filières renouvelables

L'entreprise doit analyser, dans le cadre de l'audit initial, les pistes de recours aux renouvelables sous forme de scan's pour chacune des 9 filières ci-dessous :

- SER 1. Biomasse sèche
- SER 2. Biomasse humide
- SER 3. Cogénération biomasse
- SER 4. Photovoltaïque
- SER 5. Solaire thermique
- SER 6. Eolien
- SER 7. Hydraulique
- SER 8. Géothermique (géothermie profonde)
- SER 9. Utilisation de pompes à chaleur

Ces scan's font partie du plan d'action de l'entreprise suivant l'analyse et les catégories définies dans le chapitre 3.3 Cibles et programme énergétique.

5.1.2. Champ d'application des filières

On passe ici en revue les options à considérer pour établir le potentiel de pénétration des filières SER. On vérifiera toujours que le critère selon lequel le montant d'investissement ne peut constituer qu'une fraction du budget total dévolu aux investissements est respecté (voir 5.1.3 Calibrage des filières).

SER 1. Biomasse sèche

La notion de biomasse sèche est relative à la valorisation (thermique) du bois, par exemple via une chaudière au bois.

Le potentiel SER sera déterminé en examinant :

En première option :

- la disponibilité de la biomasse et ses perspectives d'évolution ;
- le potentiel d'accueil dans les installations productrices de chaleur (fours à flamme directe, chaudières à vapeur, ...).

En seconde option :

- les demandes de chaleur qui pourraient être satisfaites par une chaudière (eau chaude ou vapeur) à pellets, à sous-produits de bois ou à biomasse humide (huile de colza) ;
- Ce point devient évidemment prioritaire pour les entreprises qui étudient le potentiel biomasse dans le but de produire de la chaleur uniquement (dans une chaudière eau chaude ou vapeur).

SER 2. Biomasse humide

La notion de biomasse humide est relative à la valorisation (thermique) de déchets organiques ou de biogaz de station d'épuration, par exemple via un digesteur, une chaudière ...

C'est dans le cadre de la biomasse humide que l'on traitera des applications de la biométhanisation.

Le potentiel SER sera déterminé suivant la méthode décrite pour la biomasse sèche.

SER 3. Cogénération biomasse

Le dimensionnement de la cogénération sera ici déterminé sur base de demandes de chaleur bien identifiées et en évaluant la disponibilité du combustible envisagé.

SER 4. Photovoltaïque

Identification des surfaces (de toitures par exemple) qui pourraient être équipées de capteurs solaires PV. Estimation de leur ensoleillement et de l'impact possible des activités de l'entité sur leur rendement (présence de poussières par exemple). Tenir compte de la résistance des toitures au poids des capteurs.

SER 5. Solaire thermique

Recherche de demandes de chaleur à basse température qui pourraient être satisfaites. Localisation de la surface nécessaire pour installer les capteurs. Evaluation qualitative de l'impact possible des activités de l'entité sur leur rendement (présence de poussières par exemple)

SER 6. Eolien

Identification de l'espace disponible et évaluation de la possibilité réglementaire d'y installer des éoliennes

SER 7. Hydraulique

Localisation d'un cours d'eau et évaluation des possibilités réglementaires d'y installer une turbine et de l'inclure au périmètre de l'entité..

SER 8. Géothermique (géothermie profonde)

On entend ici le recours à une géothermie profonde (> 1000 m)

Dans ce cadre, l'évaluation d'un potentiel d'amélioration doit examiner :

- si l'entreprise est située ou non dans une zone de captages existante ou potentielle (projet en cours),
- si les conditions de débit et de température offertes permettraient de répondre à certains besoins de l'entreprise et dans quelles conditions l'entreprise pourrait être approvisionnées (réseau de chaleur, distance à parcourir,...).

SER 9. Utilisation de pompes à chaleur

Dimensionnement sur demande de chaleur basse température en exploitation d'une source «chaude» renouvelable (air, sol en géothermie horizontale, sol en géothermie vertical – 100 m, eau).

L'auditeur et l'entreprise auditée sont invités à examiner ici les sources de chaleur et de froid internes au procédé de production ou au bâtiment ainsi que les besoins en chaud ou en froid, car la PAC permet de réaliser des transferts d'énergie d'une ambiance à l'autre.

5.1.3. Calibrage des filières

Dans certains cas, la détermination du potentiel tombe sous le sens. Si par exemple un atelier de fabrications métalliques n'a besoin de chaleur que pour chauffer ses locaux, le potentiel d'usage de biomasse (sèche ou humide) va être calculé sur base de cette demande de chaleur.

Par contre, dans d'autres cas, le potentiel de pénétration peut paraître indéterminé. Ainsi par exemple, une technologie productrice d'électricité peut se révéler rentable et son implantation réalisable, mais, comme l'électricité produite qui excède les besoins de l'entreprise peut être déchargée sur le réseau, il n'y a en fait aucune limite théorique à son exploitation, si ce n'est le bon sens et d'éventuelles limites économiques (capacité d'investissement, possibilité de tiers-investisseur, ...).

Il est donc nécessaire dans certains cas, de calibrer le calcul du potentiel de pénétration de la filière, en tenant compte de deux points importants :

Point 1 : Opportunités offertes par les procédés de fabrication

Les scan's doivent pouvoir tirer parti des opportunités d'exploitation des sources d'énergies renouvelables (SER) que présentent les procédés de fabrication:

- ✓ par la capacité d'accueil de SER dans le périmètre de l'entité :

Exemples

- la surface pouvant accueillir des capteurs solaires
- le terrain pouvant accueillir une ou plusieurs éoliennes

- ✓ par la capacité de prise en charge de certaines formes de biomasse par les installations de production de chaleur :

Exemples

- la capacité de combustion dans un four à flamme directe, tenant compte des perspectives d'approvisionnement, des limitations techniques (liées au PCI des matières, ou à l'impact possible sur la qualité des produits), des obstacles réglementaires (en matière de co-incinération, de protection de l'environnement, de transit de certaines matières sur le territoire européen)
- une industrie agro-alimentaire qui fédérerait des fournisseurs (agriculteurs) pour assurer la biométhanisation de leurs déchets de production

- ✓ par la production de coproduits ou de déchets de fabrication de type biomasse pouvant être exploités comme SER, soit sur l'entité, soit commercialisés comme combustibles :

Exemples

- des résidus de la fabrication de fromage ou de beurre
- les graisses animales dans les abattoirs, re-conditionnables sous forme de combustible liquide parfois assimilé à du fuel lourd

- ✓ par l'utilisation de matières premières à des fins énergétiques

Exemple

- perspectives d'approvisionnement de biomasse (bois ou huiles végétales)

Cet examen lié aux procédés de fabrication peut amener à définir pour ces pistes d'amélioration un critère de faisabilité «B», technologie disponible et faisabilité incertaine (voir 3.3.3.2 Classe de faisabilité « R/A/B/C »).

Point 2 : Finalité de l'activité des entreprises

La finalité de l'activité des entreprises industrielles n'est pas de produire de la chaleur ou de l'électricité à partir de SER. Dans une situation où il n'apparaît pas clairement et logiquement un potentiel maximum, il est évidemment impossible que l'entreprise consacre la totalité de ses possibilités d'investissements dans des équipements qui ne sont pas dans son « core business ». Il y aurait lieu là de limiter le potentiel de manière à ce que l'investissement en SER n'excède pas une fraction admissible des investissements réalisés par an. On rappellera ici que l'Annexe 6 de la convention d'accord de branche propose des méthodes de calcul permettant le calcul de capacité d'investissement pour les projets SER.

5.2. Deuxième étape : réalisation de 3 études de préfaisabilité

Sur base des résultats des scans, l'entité doit réaliser 3 études de préfaisabilité étudiant plus profondément les 3 filières les plus pertinentes de recours au renouvelable.

L'étude de préfaisabilité a pour objectif de permettre aux entreprises d'évaluer la pertinence d'un investissement en matière d'énergie renouvelable en examinant les caractéristiques principales techniques, énergétique et économique, les contraintes légales éventuelles ainsi que la rentabilité.

Les résultats d'études antérieures peuvent être présentés.

Ces études de préfaisabilité sont réalisées de manière à pouvoir déterminer la filière qui représente le plus grand potentiel et/ou la plus grande chance de mise en œuvre sur l'entité. Elle comporte tous les éléments permettant de faire le choix le plus pertinent pour la réalisation de l'étude de faisabilité.

Les études de préfaisabilité sont attendues pour le 15 mars 2016 et les résultats seront annexés au rapport de suivi de l'année 2016.

Toutefois, si à cette date, une entreprise s'est engagée dans l'accord de branche depuis moins de six mois, le délai de dépôt de ces études de préfaisabilité est reporté d'un an.

Pour tout nouvel entrant, les études de préfaisabilité sont attendues pour le 15 mars qui suit une période de six mois à dater de l'entrée dans l'accord de branche.

Si une entité a déjà mis en service une production d'énergie renouvelable dans l'une des 9 filières décrites ci-dessus, elle est dispensée de devoir réaliser **une** des 3 études de préfaisabilité.

Si une entité a déjà mis en service deux (ou trois) productions d'énergie renouvelable dans deux (ou trois) filières différentes décrites parmi les 9 ci-dessus, elle est dispensée de devoir réaliser deux (ou trois) des 3 études de préfaisabilité.

S'il s'avère qu'à la suite des 3 études de préfaisabilité, aucune filière ne s'avère faisable et rentable (**PBT <= 5 ans**), l'entité peut, à titre exceptionnel, demander d'être exemptée par le comité Directeur de la réalisation de son étude de faisabilité. Pour ce faire, les études de préfaisabilité doivent impérativement répondre aux critères suivants :

- les 3 études doivent avoir été réalisées par un auditeur AMURE ;
- les 3 études doivent avoir été réalisées dans les 3 années qui précèdent la demande d'exemption ;
- les 3 études doivent tenir compte de la législation en vigueur.

5.3. Troisième étape : réalisation d'une étude de faisabilité

Sur base des résultats des 3 études de pré faisabilité, l'entité doit réaliser une étude de faisabilité étudiant en détail la filière la plus pertinente de recours au renouvelable.

Suivant l'arrêté AMURE²⁰, cette étude doit permettre de dimensionner de manière précise un type ou une marque spécifique d'équipement dans le cadre d'un investissement visant à recourir à l'usage d'énergies renouvelables ou à la cogénération biomasse de qualité et aboutissant à la rédaction des prescriptions techniques d'un cahier des charges.

Les éléments suivants doivent se retrouver dans le rapport de l'étude de faisabilité:

1. la présentation des besoins énergétiques à satisfaire par l'investissement et les consommations effectives avant investissement;
2. les hypothèses de travail
3. le calcul de dimensionnement technique de l'investissement et les grandeurs de référence utilisées pour les calculs doivent être clairement énoncées;
4. l'identification et à la justification de la pertinence du projet initialement analysé et de ses variantes, en fonction notamment des critères suivants: la qualité technico-économique, l'acceptabilité par l'entreprise, notamment vis-à-vis de son organisation interne;
5. S'il échet, le bilan énergétique global compte tenu du système proposé, des systèmes en place, de leur mode de régulation et de leur interaction;
6. le cas échéant, une évaluation des contraintes d'utilisation (maintenance,...);
7. une évaluation des économies en énergie primaire et en CO₂ et leur impact sur les indices AEE, ACO₂, FSER et FDSER;
8. une estimation du coût économique de l'investissement;
9. une estimation du temps de retour de l'investissement;
10. la justification du choix des techniques et dispositifs envisagés.

L'étude de faisabilité sera réalisée pour le 15 mars 2017 et les résultats seront annexés au rapport de suivi de l'année 2017.

Pour les nouveaux entrants, l'étude de faisabilité requise doit être remise un an après les études de pré faisabilité.

Si une entité a déjà mis en service une production d'énergie renouvelable dans l'une des 9 filières décrites ci-dessus, elle est dispensée de devoir réaliser l'étude de faisabilité.

²⁰ Arrêté du Gouvernement wallon du 27 février 2014 relatif à l'octroi de subventions aux entreprises et aux organismes représentatifs d'entreprises pour l'amélioration de l'efficacité énergétique et la promotion d'une utilisation plus rationnelle de l'énergie du secteur privé (AMURE)

6. 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 une entité 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'une entité 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 3 – Méthodologie générale pour la réalisation d'une roadmap sectorielle 2050, 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.

6.1. 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 de l'entité 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.

6.2. 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.

6.3. Contenu des études à réaliser dans le cadre de ces AdB2

6.3.1. 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).

6.3.2. 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.

6.4. Organisation générale liée à la roadmap sectorielle dans le cadre des accords de branche

6.4.1. Engagement

L'étude de pertinence et l'éventuelle roadmap sectorielle 2050 constituent une obligation de moyens de ces accords de branche de 2^{ème} génération.

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

6.4.2. 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.

6.4.3. Délai

6.4.3.1. 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.

6.4.3.2. 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.

7. Organisation générale des accords de branche de deuxième génération

7.1. 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 :

1. 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 ;
2. 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 ;
3. l'élaboration de l'accord et sa signature (signature du texte-type de convention) ;
4. l'exécution de l'accord et son suivi durant toute la durée de la convention.

7.2. 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.

7.2.1. Objectifs contraignants en terme de résultats

Sur base de l'audit réalisé sur une entité donnée et en reprenant toutes les pistes d'améliorations énergétiques respectant les critères retenus dans les conventions, un objectif AEE à 2020 et un objectif ACO2 à 2020 seront déterminés à titre contraignant. 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. Parmi les pistes d'amélioration énergétique, l'entreprise doit inclure les pistes renouvelables.

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.

7.2.2. Objectifs contraignants en terme de moyens

Les obligations de moyens consistent en des obligations de réalisations d'étude et de calculs d'indicateurs durant la durée des conventions.

Il y a 3 objectifs en termes de moyens :

7.2.2.1. Etudes des Sources d'Energie Renouvelables (SER)

1. L'entité s'engage à mener une série d'études concernant le recours au renouvelable :
 - ✓ L'entité doit analyser, dans le cadre de l'audit initial, les pistes de recours aux renouvelables sous forme de scan's dans 9 filières de production d'énergie renouvelable.
 - ✓ L'entité doit réaliser ensuite 3 études de préféabilité, sur base des résultats des scan's.
 - ✓ L'entité doit réaliser enfin 1 étude de faisabilité, sur base des résultats des études de préféabilité, en sélectionnant la filière qui présente la rentabilité la plus intéressante, ou celle qui permet la meilleure autonomie énergétique de l'entreprise.
2. L'entreprise s'engage à calculer et suivre annuellement ses indicateurs FSER et FdSER

7.2.2.2. Audit externe hors périmètre de l'entité

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

- L'entreprise s'engage à mener un mapping CO₂ soit en effectuant une analyse du cycle de vie du (des) produit(s) de l'entité, soit en réalisant un bilan carbone des activités de l'entreprise. Ce mapping doit être réalisé au plus tard pour le reporting réalisé au cours de l'année 2015 (communication du mapping à la fédération avec le rapport annuel dû au 1er avril 2015).
- L'entreprise s'engage à mener un brainstorming CO₂ sur les trois premiers « hot spots » identifiés, dont au minimum un brainstorming global sur les étapes de transport. Ces brainstormings CO₂ 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 les années 2016, 2018 et 2020.

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

7.2.2.3. 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.

7.3. Acteurs

7.3.1. Entités techniques et géographiques

Les entités techniques et géographiques sont des acteurs principaux des accords de branche de deuxième génération : elles constituent la première des trois parties impliquées de l'accord de branche. Elles 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, elles sont invitées à 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

7.3.2. Auditeurs

Les entités 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 agréés AMURE - « Accords de Branche ». L'agrément spécifique à la réalisation d'audits liés aux accords de branche est accordé à une personne physique sur participation à une journée de formation à la méthodologie des accords de branche de deuxième génération.

Un logiciel de reporting 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.

7.3.3. Fédérations

Les fédérations industrielles sont les organismes représentatifs des entreprises 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.

7.3.4. Vérificateurs

7.3.4.1. Vérification méthodologique auprès des entités

Quand

Les audits de suivi des années de données 2013 ou 2014 et 2020 feront l'objet d'une vérification méthodologique. Le rapport du vérificateur doit être remis à la fédération dans un délai de maximum 6 mois après l'envoi du rapport annuel de l'entreprise à sa fédération.

Si l'année 2013 ou 2014 a été choisie, le rapport de vérification devra être remis à la fédération au plus tard le 30/11/2015.

Toute nouvelle entité qui rejoint un accord de branche devra réaliser sa première vérification méthodologique (pour l'année de référence et l'année de suivi) au plus tard le 30 novembre de l'année qui suit l'adhésion à l'accord de branche.

Qui

L'entreprise peut faire appel aux vérificateurs ETS accrédités (norme ISO 14065 + AVR), aux entreprises désignées par les Comités Directeurs comme vérificateurs dans le cadre des ADB de 1ère génération et aux auditeurs AMURE – Accord de branche.

Les personnes physiques effectuant la vérification doivent avoir suivi une formation spécifique relative à la méthodologie des accords de branche.

Le vérificateur choisi dans l'une des catégories ci-dessus ne peut en aucun cas être l'auteur du rapport qu'il vérifie, ni vérifier un rapport de l'entité qui a été rédigé par un auditeur qui travaille pour ou dans la même société que lui. Le vérificateur ne peut pas être l'expert technique énergie et/ou CO2 des accords de branche.

Quoi

La tâche du vérificateur consiste à valider la conformité de la méthodologie de calcul des indices dans les entreprises. Cette vérification consiste en la validation de la bonne application de la note méthodologique.

Il s'agit de vérifier que, pour les entreprises, les indices AEE, ACO2 et les fractions FSER et FdSER sont effectivement représentatifs de la réalité énergétique de l'entreprise et de son évolution par rapport à l'année de référence, soit notamment :

- ✓ le périmètre énergétique ;
- ✓ la prise en compte correcte des modifications structurelles ;
- ✓ la prise en compte correcte des ajustements conjoncturels ;
- ✓ la prise en compte correcte de nouveaux entrants ;
- ✓ toute vérification technique en rapport avec la méthodologie (export, ...).

Il vérifiera les données permettant les calculs des indices AEE, ACO2, FSER et FdSER pour l'année considérée soit plus précisément : obtenir une assurance limitée quant aux valeurs suivantes :

- ✓ les indicateurs d'activité de l'année figurant dans les indices AEE, ACO2 et les fractions FSER et FdSER, ainsi que ceux de l'année de référence ;
- ✓ les données de consommation annuelle et de référence des énergies et matières énergétiques approvisionnées, tenant compte de la variation des stocks.
- ✓ les données relatives à l'exportation en dehors du périmètre de l'audit des énergies ou matières vecteurs énergétiques ;
- ✓ la transposition correcte des consommations et émissions de référence telles que reprises dans l'audit approfondi initial de référence pour les ADB2, en relation avec les valeurs ETS le cas échéant ;
- ✓ la bonne application des modifications structurelles et ajustements conjoncturels éventuels tels que définis dans la méthodologie et en particulier la prise en compte de nouveaux entrants et des sortants ;

- ✓ la bonne application des règles définies dans la méthodologie pour la prise en compte de nouveaux produits ou toute autre modification des données de base des audits, comme par exemple la modification des consommations et émissions spécifiques de référence ;
- ✓ la bonne application des méthodes de calcul des indices ajustés AEE et ACO₂ telles que définies dans la méthodologie ;
- ✓ les coefficients de conversion des énergies finales en énergies primaires et en CO₂ ;
- ✓ les degrés-jours le cas échéant ;
- ✓ la part renouvelable de l'électricité verte achetée, comptabilisée en se basant sur les valeurs communiquées dans les factures du fournisseur d'énergie ou par la CWaPE (voir [FdSER](#)).

Si certaines de ces données font déjà l'objet d'une vérification reconnue (style vérification ETS,) ces données ne devront plus être vérifiées. En particulier, les données de 2013 vérifiées par les vérificateurs ETS accrédités (norme ISO 14065 + AVR) et les bureaux accrédités EMAS, ISO14001 et ISO50001, ainsi que les réviseurs et les experts comptables ne devront également plus être vérifiées.

Le comité directeur peut également permettre à une entreprise de déroger à l'obligation de vérification des données comptables de l'année de référence, dans le cas, par exemple, où les factures n'existent matériellement plus (prescription comptable de 7 ans).

Il vérifiera également que l'auteur des rapports de suivis réponde aux exigences de formation (voir [L'audit de suivi](#)).

La tâche du vérificateur ne se substitue pas à celle du comité directeur, qui seul approuve la pertinence et la validité des modifications des valeurs de référence et marque son accord sur leur intégration. Il veillera à garder toute l'objectivité et l'indépendance requise et une confidentialité absolue concernant les données individuelles des entreprises.

7.3.4.2. Vérification méthodologique auprès des fédérations

Quand

En 2017 sur les chiffres 2016 et à la fin des ADB2, en 2021 sur les chiffres 2020. Le rapport doit être remis au comité directeur dans un délai de maximum 6 mois après l'envoi du rapport annuel de la fédération au comité directeur.

Qui

La fédération peut faire appel aux vérificateurs ETS, aux entreprises désignées par les Comités Directeurs comme vérificateurs dans le cadre des ADB de 1ère génération et aux auditeurs AMURE – Accord de branche.

Les personnes physiques effectuant la vérification doivent avoir suivi une formation spécifique relative à la méthodologie des accords de branche.

Le vérificateur choisi dans la liste ci-dessus ne peut en aucun cas être l'auteur du rapport qu'il vérifie, ni vérifier un rapport qui a été rédigé par un auditeur qui travaille pour ou dans la même société que lui.

Quoi

La vérification auprès de la fédération a pour but d'établir dans quelle mesure les règles et décisions prises dans le cadre de l'accord sont respectées.

La vérification approfondie des rapports auprès des fédérations doit consister à vérifier au minimum:

- ✓ la matérialité des rapports envoyés par les entreprises à la fédération sectorielle, soit sous forme papier, soit sous forme électronique ;
- ✓ la bonne transposition des données des entreprises dans le système de compilation mis en place par la fédération (généralement sous Excel) ;
- ✓ la bonne application des méthodes de calcul des AEE, ACO2, FSER, FdSER pour le secteur telles que définies dans la méthodologie et en particulier de l'utilisation des coefficients de conversion en énergie primaire et en CO2 ;
- ✓ la méthodologie utilisée par la fédération pour la compilation des différentes informations et graphiques tels que spécifiés dans la méthodologie et en particulier de la présence d'un explicatif des projets prévus ou réalisés sur la période de l'accord de branche, en les classant suivant les catégories ABC/123 (faisabilité et temps de retour).

Le Vérificateur peut procéder par analyse complète ou partielles des données mises à sa disposition, suivant le nombre et l'importance relative des entreprises du secteur, à travers un échantillonnage significatif du nombre ou du poids énergétique des entreprises de la fédération. Il veillera à garder toute l'objectivité et l'indépendance requise et une confidentialité absolue concernant les données individuelles des entreprises.

Afin de permettre au vérificateur de mener à bien sa mission, la fédération établira la liste des documents disponibles ou des répertoires concernés par la vérification du rapport de suivi des indices 2016 et 2020 et les mettra à sa disposition :

- ✓ données de base des audits de référence et des mappings CO2 ;
- ✓ données échangées/approuvées au Comité Directeur ;
- ✓ documents relatifs à l'élaboration du plan sectoriel ;
- ✓ rapports annuels des entreprises et données agrégées du secteur pour l'année concernée ;
- ✓ documents relatifs aux vérifications méthodologiques des entités.

7.3.5. **Expert technique**

L'expert technique est le conseiller méthodologique désigné par le Gouvernement, sur proposition du Comité Directeur. Il est membre sans droit de vote au comité directeur. L'expert technique a un rôle de Facilitateur

dans la préparation des informations nécessaires à l'aboutissement et au suivi d'un accord de branche et n'est pas amené à acter comme vérificateur du travail des auditeurs.

Il est parfois amené à jouer le rôle de modérateur entre les représentants de l'autorité publique, les fédérations et les entreprises.

Pratiquement, sa mission peut se définir comme suit.

Un ensemble de tâches récurrentes :

- ✓ la préparation, le suivi et la participation aux comités directeurs sectoriels et intersectoriels ;
- ✓ la validation par l'analyse et l'aide pour la fixation des objectifs sectoriels contraignants pour 2020 ;
- ✓ la présentation publique des résultats d'accords de branche au CESW-CWEDD.

Un ensemble de tâches ponctuelles :

- ✓ La codification des règles de comptabilisation des indices contraignants d'efficacité énergétique (AEE) et en matière de réduction de CO₂(ACO₂). Au cours de l'exécution de l'accord, l'expert technique analyse les propositions de modifications de calcul des indices qui lui sont soumises (changement de spécifications de produits, adaptation des variables d'activité aux données de la comptabilité analytique interne des entreprises, prise en compte d'événements conjoncturels, etc).
- ✓ La codification des règles pour les indices non contraignants relatifs aux énergies renouvelables (FSER et FdSER).
- ✓ La codification des règles pour l'indice non contraignants relatif au mapping CO₂ (AMCO₂).
- ✓ La mise à jour de la note méthodologique au fur et à mesure des besoins exprimés par les comités directeurs;
- ✓ Des réponses techniques aux experts agréés Amure / accords de branche.
- ✓ L'organisation des journées de formation à la méthodologie accord de branche en vue d'accorder aux auditeurs agréés amure présents l'agrément complémentaire amure accord de branche.
- ✓ L'organisation des demi-journées de formations du personnel des entreprises qui doivent effectuer leur audit de suivi annuel.
- ✓ Toute demande spécifique des Directions générales opérationnelles de l'énergie et de l'environnement ainsi que des Cabinets ministériels énergie et environnement ;

A la demande du Comité directeur, il peut assister une entreprise ou assister la fédération dans son travail de consolidation des données en vérifiant leur cohérence. Il peut évaluer la pertinence des modifications des règles de comptabilisation qui seraient éventuellement proposées par une fédération ou une entreprise et les soumettre au Comité Directeur. Il peut jouer le même rôle pour les indices FSER, FdSER et AMCO₂. Si un seul expert ne possède pas les compétences nécessaires pour jouer ce rôle dans les domaines énergétique et mapping CO₂, cette mission peut être confiée à deux experts différents.

7.3.6. Autorités wallonnes

Les cabinets et administrations de l'énergie et du climat sont membres votant du comité directeur. Ils veillent à la bonne exécution des conventions et défendent les intérêts de la Wallonie. Ils sont chargés de faire un rapport annuellement au gouvernement wallon, au CESW/CWEDD, au grand public et à la commission européenne. Ils représentent la Wallonie et constituent la troisième partie impliquée et la seconde signataire de l'accord de branche.

7.3.7. Comité Directeur

Le Comité Directeur est l'organe de pilotage et de suivi de l'avancement de l'accord de branche. Son rôle et son fonctionnement sont repris dans l'article 7 des conventions sectorielles.

Il comprend de manière paritaire des représentants de la Wallonie (Cabinets des Ministres de l'Energie et de l'Environnement et Administration) et des représentants de la fédération (ou de l'entreprise). Un représentant du Ministre de l'Economie sera par ailleurs invité à titre d'observateur aux Comités Directeurs

pour ce qui concerne la présentation de l'analyse de pertinence des roadmap et des roadmap elles-mêmes. Ces représentants agissent dans les limites des pouvoirs qui leur sont délégués par leur mandant.

Le Comité peut entendre toute partie ou expert qu'il juge nécessaire. En particulier, le Comité Directeur est assisté par au maximum deux experts techniques, désignés par le Gouvernement, sur proposition du Comité Directeur.

Le Comité Directeur :

- évalue les progrès réalisés sur base du rapport annuel détaillé de la fédération;
- se prononce sur des propositions de modifications de calcul des indices d'amélioration AEE et ACO₂;
- émet un avis sur la mise en œuvre de la politique sectorielle en matière d'efficacité énergétique et de réduction des émissions spécifiques de CO₂;
- se prononce sur la nécessité d'adopter des modifications des plans d'action sectoriels, sur proposition d'un de ses membres;
- émet un avis sur le choix de l'étude de faisabilité dans le cadre des études de recours au renouvelable que les entreprises se sont engagées à mener ;
- valide le résultat de l'étude de pertinence à la Roadmap sectorielle réalisée par la fédération ;
- analyse toute nouvelle demande de participation ou de retrait à l'accord, et enregistre tout engagement/désengagement d'une entreprise vis-à-vis de l'accord;
- veille à identifier les causes à l'origine du non-respect des engagements de l'accord, rend des avis sur les modalités de la compensation, en application de l'article 15 – Inexécution des engagements contenus dans l'accord et de l'article 17 – Pénalités et Indemnités,
- valide et diffuse le rapport mentionné à l'article 10 – Communication aux Gouvernements, au Parlement, au CWEDD, au CESW et au public.

Le fonctionnement du Comité Directeur est régi par un règlement d'ordre intérieur repris en Annexe 3 des conventions sectorielles. Dans la mesure du possible, ce Comité délibère par consensus. Dans l'hypothèse où aucun consensus ne se dégage, il est procédé au vote, conformément aux dispositions prévues dans le règlement d'ordre intérieur (Art. 5).

8. Contenu des rapports

8.1. Rapports à réaliser par les entités

8.1.1. Canevas du rapport d'audit approfondi initial

Le canevas de ce rapport 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 »). Pour des questions de confidentialité, ces informations peuvent faire l'objet d'un document séparé qui sera mis à disposition de l'expert technique sur demande du comité directeur ;
- le tableau des consommations complet pour l'année de référence ;
- le tableau des consommations complet pour l'année intermédiaire ;
- le calcul des indices A_{EE} , A_{CO_2} , F_{SER} et F_{dSER} pour l'année intermédiaire (les valeurs initiales de A_{EE} et A_{CO_2} , pour l'année de référence, doivent 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.

8.1.2. Canevas des rapports des audits de suivi

Un exemple de rapport d'audit de suivi est placé en [ANNEXE 1 – Exemple de rapport de suivi](#).

Couverture

La page de couverture du rapport doit bien entendu identifier l'entité concernées et l'année considérée.

Doivent apparaître sur cette page de couverture :

- le nom de la société ;
- le nom et l'adresse du ou des entité(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 de l'entité et de ses activités

Brève description des activités de l'entité, des modifications qui y ont été apportées ou qui ont affecté la gamme de produits. Si les acteurs de l'entité le désirent, ils peuvent inclure ici des considérations sur la conjoncture économique dans laquelle l'entité 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 entité 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 CO₂

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 CO₂.

Quantités d'énergie exportées, par vecteur énergétique, en unités physiques (mesurées), en unités d'énergie primaire et en émissions de CO₂, 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 CO₂ 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 l'entité examinée 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 CO₂ 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 CO₂, 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 (Production, Bâtiment, Utilités et Renouvelable).

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 les années à venir

Liste des projets d'amélioration envisagés pour les années suivantes en précisant leur catégorie, l'économie correspondante en énergie primaire et en émissions de CO₂, leur temps de retour sur investissement ainsi que le montant des investissements prévus. Si possible, les identifier par leur typologie (Production, Bâtiment, Utilités et Renouvelable), 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.

8.1.3. Canevas des rapports d'audit « externe au périmètre de l'entité »

Réalisé par qui

Ces rapports d'audit « externe au périmètre de l'entité » doivent être réalisés par une personne interne à l'entreprise ou un bureau d'étude présentant les compétences suivantes.

Pour l'octroi d'un subside, la personne qui réalise l'étude carbone devra avoir un diplôme de niveau baccalauréat au minimum. Elle devra en outre prouver soit:

- soit une expérience de minimum 2 ans en étude carbone entreprises ou produit (comptabilisation, définition d'un plan d'action) ;
- soit une certification ou agrément obtenu à l'issue d'une formation dans une des méthodologies proposées (chapitre [Catégories de méthodes](#)) ;
- soit fournir 2 références de moins de 3 ans dont au moins une dans la méthodologie choisie.

Lorsque la personne qui réalise l'étude carbone est une personne morale, les exigences de qualification et d'expérience s'appliquent au minimum au chef de projet.

Fréquence des rapports

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

Contenu

Ces rapports d'audit « externe au périmètre de l'entité » doivent inclure :

- Description de la méthode de mapping utilisée ;
- Description du périmètre de l'étude (les postes détaillés, les postes estimés de manière forfaitaire, les postes négligés, ...)
- Principales sources de données et principales hypothèses (facteur d'émission associé aux consommations d'électricité par exemple)
- Emissions en CO₂ de chacune des étapes ;
- Identification des étapes les plus émettrices et celles où l'entreprise peut agir ;
- Résultats des brainstormings CO₂ reprenant les participants à ces brainstormings et les pistes de réduction des émissions de CO₂ identifiées (plan d'actions CO₂ « hors périmètre de l'entité ») ;
- Calcul d'AMCO₂ de l'année en cours ;
- Liste et court descriptif des actions CO₂ « hors périmètre de l'entité » réalisées depuis l'année de référence jusqu'à l'année en cours.

Les trois derniers points du listing ci-dessus peuvent figurer dans un rapport distinct relatif aux pistes réalisées et envisageables.

8.1.4. Canevas des rapports d'audit de suivi « externes au périmètre de l'entité »

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 tous les deux ans. Le 1^{er} reporting « externe au périmètre de l'entité » devra avoir lieu en 2017 (pour l'année 2016) et ensuite en 2019 et 2021.

Ils doivent être joints au rapport annuel de suivi que l'entreprise fait parvenir à sa fédération.

Contenu

Ces rapports de suivi doivent inclure :

- Mise à jour du plan d'actions CO₂ « hors périmètre de l'entité » 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 ;
 - Moyens mis en œuvre pour réaliser les mesures (accord contractuel avec un fournisseur, exigences dans un cahier des charges, ...)
 - Une description des mesures réalisées lors de l'année écoulée ;
 - Les mesures nouvelles éventuellement identifiées l'année écoulée ;
- Calcul d'AMCO₂ de l'année écoulée, en mettant à jour :
 - le numérateur en fonction des actions CO₂ réalisées sur la chaîne de production lors de l'année t ;
 - le dénominateur en fonction des évolutions dans le périmètre de l'entité. Il faut donc ici reprendre le nouveau dénominateur de l'ACO₂ de l'année en cours, obtenu à la suite de la réalisation de l'audit de suivi « interne au périmètre de l'entité ».

8.1.5. Communication de l'indicateur AMCO₂

L'indice $AMCO_2$ individuel de l'entité est transmis à la fédération dont elle est membre. Il sera traité de manière confidentielle par le Comité Directeur et par la fédération. L'entité sera libre d'utiliser ou non cet indicateur dans sa communication.

8.2. Canevas du rapport sectoriel annuel

Les fédérations sectorielles font rapport annuellement au comité directeur de l'état d'avancement de l'accord de branche. Ce chapitre reprend le canevas des différents points à rapporter.

8.2.1. Couverture

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

- le secteur ;
- l'année sur laquelle portent les données ;
- la date du rapport ;
- la version du document.

8.2.2. Introduction

L'introduction reprend l'objet du rapport, ainsi que les objectifs à l'horizon 2020.

Exemple :

« En décembre 2013, le secteur XXX, représenté par XXX, s'engageait dans le cadre d'un accord de branche de seconde génération à améliorer son efficacité énergétique de XX % (AEE) et ses émissions CO₂ de XX % (ACO₂) entre 2005 et 2020.

Ce rapport présente les résultats consolidés des entités du secteur pour l'année 20XX en termes d'efficacité énergétique, de gaz à effet de serre et renouvelable. Il est établi conformément aux dispositions de l'article 6 de l'accord de branche et de la note méthodologique Rév. 2 – février 2015 « Pi_ADB2_NoteMethodo_20150305 ».

Ce rapport explique l'évolution des indices, notamment au regard des projets d'amélioration réalisés. »

8.2.3. Liste des entités

Le rapport précisera le nombre d'entités concernées par le rapport de suivi.

Il reprendra également la liste des entreprises et/ou des entités concernées. Cette liste doit préciser pour chaque entité :

- le nom de l'entreprise ;
- le nom et l'adresse de l'entité ;
- la date d'entrée dans l'accord de branche ;

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

Sont identifiées ici les entités 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.

Sont identifiées 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.

Entité	Entreprise (s)	Adresse(s)	Date d'entrée	Date de sortie	Modifications
-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-

8.2.4. Performances économiques du secteur

Description des performances économiques du secteur, suivant les données disponibles au sein de la fédération (Belgique, Wallonie ou spécifiques aux entreprises engagées dans l'accord de branche), comme par exemple le diagramme d'évolution de la production, des exportations, des importations, du chiffre d'affaires, de l'emploi, des investissements, ...

Ce texte est destiné à expliquer dans quelle conjoncture les activités des entreprises ont pu être menées.

Le rapport reprendra les volumes de production c'est-à-dire les quantités produites par l'ensemble des entités concernées durant l'année concernée. Elles seront présentées en valeur absolue ou en pourcentage des volumes de production de référence, ceux considérés par les audits approfondis initiaux.

Il est suggéré de présenter ces résultats sous forme d'histogramme, comme celui de la figure ci-dessous :

Year	Percentage (%)
1999	100,0
2000	96,7
2001	96,7
2002	99,0
2003	101,3
2004	105,0
2005	105,7
2006	104,7
2007	107,5
2008	100,0
2009	90,0
2010	101,7

Lorsque les disparités entre produits à l'intérieur d'un secteur sont trop grandes l'addition des volumes de production n'a plus de sens. Il est alors proposé à la fédération de présenter un graphique reprenant l'évolution de la consommation théorique du secteur c'est-à-dire la somme des consommations théoriques de ses entités membres (dénominateur dans le calcul de l' A_{EE}).

(1) Pour l'année de rapportage

Number of Children	Percentage
1	32%
2	11%
3	10%
4	7%
5	4%
6	3%
7	3%
8	3%
9	1%
10	1%
11	1%
12	1%
13	1%
14	1%
15	1%
16	1%
17	1%
18	1%
19	1%
20	1%

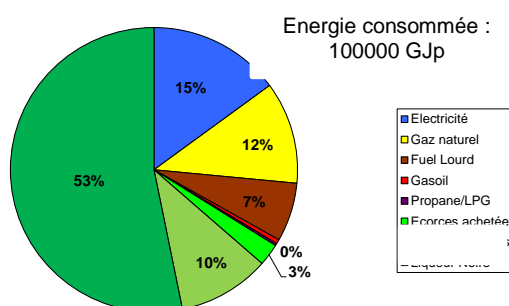
Graphique 2A: Répartition de l'énergie primaire par entité



Il est demandé de représenter également les quantités d'énergie consommées et les émissions de CO₂ durant l'année considérée, en distinguant par vecteur énergétique et en les exprimant en unités d'énergie primaire et en respectant le code couleur suivant :

Code couleur:
Electricité
Gaz Naturel
Fuel Lourd
Gasoil
Renouvelable

Si d'autres vecteurs énergétiques sont présents (coke, propane, ...), le code couleur est libre mais différent de ceux déjà utilisés.



Graphique 3A: Répartition de l'énergie primaire par vecteur énergétique

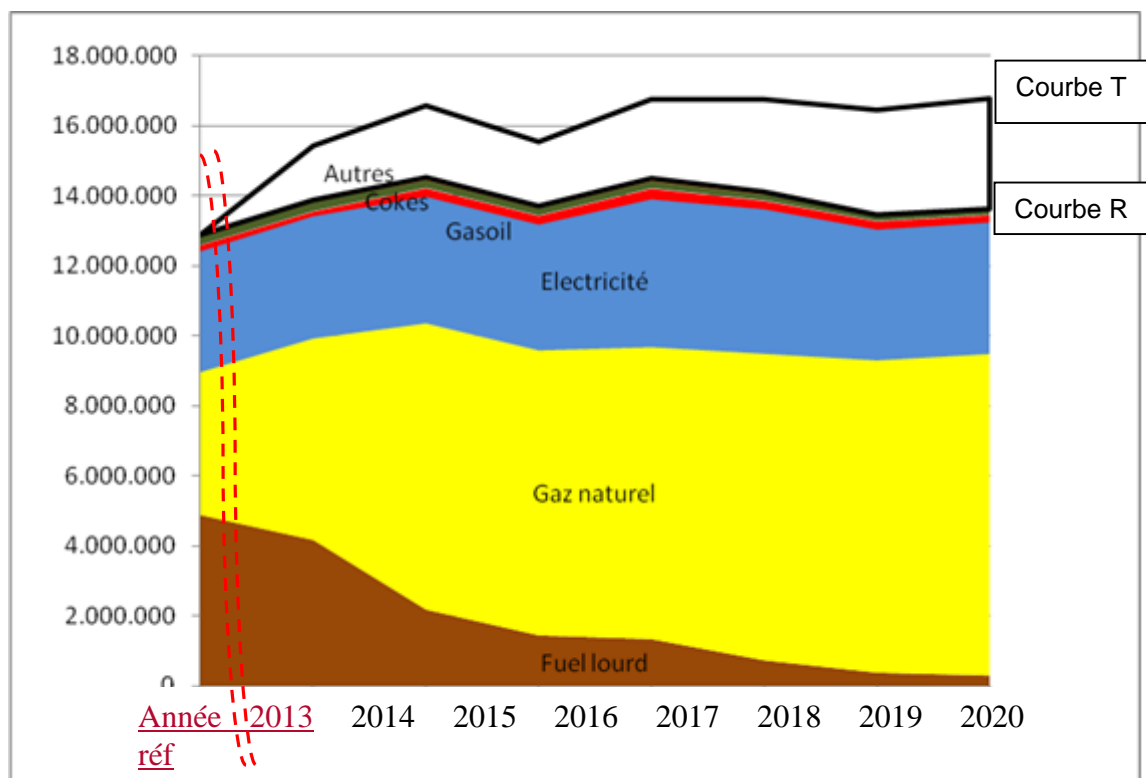
Un graphique similaire est présenté pour le CO₂ (Graphique 3B)

Ces diagrammes présentent les quantités d'énergies approvisionnées, les matières énergétiquement valorisées.

(2) Historique des consommations et émissions de CO₂

L'évolution des consommations d'énergie (en unités d'énergie primaire) et des émissions de CO₂ depuis l'année de référence doit être présentée sous forme tabulaire et graphique.

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 réelle « R ») 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 théorique « T »). En d'autres termes, la figure indique l'évolution du numérateur (courbe R) et du dénominateur (courbe T) de l'indice d'amélioration.



Graphique 4A: Evolution des consommations réelles et théorique

Un graphique similaire est présenté pour le CO₂ (Graphique 4B)

Afin de suivre correctement le périmètre du secteur, il est demandé de préciser dans le tableau le nombre d'entités pour chaque année de suivi, tenant ainsi compte des entités entrantes et sortantes de l'accord.

	Consommations d'énergie en unités d'énergie primaire (GJp)							
Nb d'entités	9	10	11	10				
Années	Année Réf	2013	2014	2015				2020
Fuel lourd	4.872.794	4.160.806	2.174.436	1.438.823				
Gaz naturel	4.091.834	5.761.987	8.177.966	8.144.234				
Electricité	3.453.972	3.496.551	3.622.217	3.598.589				
Gazoil	172.472	131.457	238.677	245.074				
Cokes	243.812	277.066	235.364	209.391				
Autres (LPG, propane, butane)	39.700	38.517	62.411	58.317				
Consommations réelles	12.874.584	13.866.384	14.510.635	13.694.428				

<u>Consommations</u> <u>théoriques</u>	<u>12.874.584</u>	<u>15.410.750</u>	<u>16.555.916</u>	<u>15.525.547</u>	<u>16.739.019</u>	<u>16.734.378</u>	<u>16.497.863</u>	<u>16.824.180</u>
<u>AEE</u>	<u>0%</u>	<u>10,0%</u>	<u>12,4%</u>	<u>11,8%</u>	<u>13,5%</u>	<u>15,8%</u>	<u>18,1%</u>	<u>18,2%</u>

Pour une année de rapportage , si le nombre d'entités est différent de celui de l'année de référence, il est demandé au rédacteur du rapport de modifier uniquement les données de l'année de référence. Les données des années intermédiaires resteront inchangées.

Un tableau similaire est présenté pour le CO₂.

8.2.6. Modifications structurelles et ajustement conjoncturel

Le rapport sectoriel reprendra les modifications apportées dans le calcul de l'indice depuis l'année de référence. Ce chapitre reprendra :

- Les valeurs et calcul des consommations et émissions de référence des nouveaux usages.
- Les valeurs et explication des consommations et émissions de référence des usages soumis à une modification structurelle (3.5.3).
- Le poids énergétique et en CO₂ que représente cette modification par rapport au total de l'entité (en unité GJp, tonnes de CO₂ ou %).

-	<u>Année de modification</u>			
<u>Conso réf (GJp/unité)</u>	<u>2005</u>	<u>2012</u>	<u>2013</u>	<u>2014</u>
<u>Usage 3</u>	<u>0,500</u>	<u>0,500</u>	<u>0,500</u>	<u>0,650</u>
<u>Usage 17</u>	<u>1,000</u>	<u>0,800</u>	<u>0,800</u>	<u>0,800</u>
<u>Usage 25</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>3,000</u>

Un tableau similaire est réalisé pour le CO₂.

Afin d'assurer la traçabilité des informations au cours de l'accord de branche, l'historique des valeurs sera maintenu dans chaque rapport.

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.

8.2.7. Indices d'amélioration

(3) AEE, ACO₂

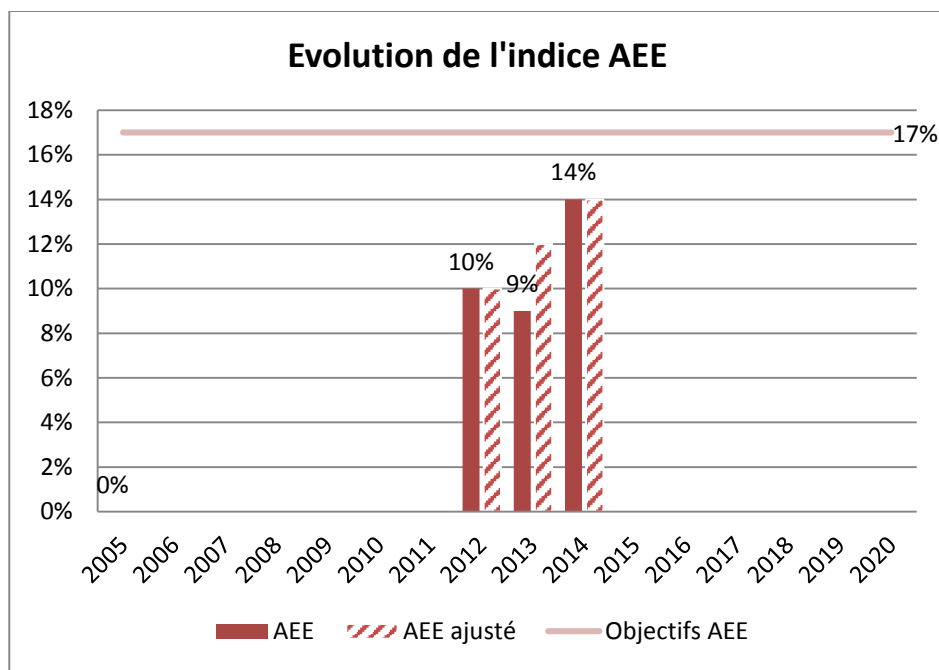
Les indices d'amélioration sectoriels AEE, ACO₂, sont calculés et comparés aux objectifs.

Si des ajustements conjoncturels ont été apportés, les indices AEE et ACO₂ ajustés sont également calculés.

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 modifications structurelles) ;
- des indices ajustés pour des raisons conjoncturelles.

Les diagrammes doivent faire apparaître l'objectif final et ses éventuelles évolutions sous forme d'échelons dans le graphique.

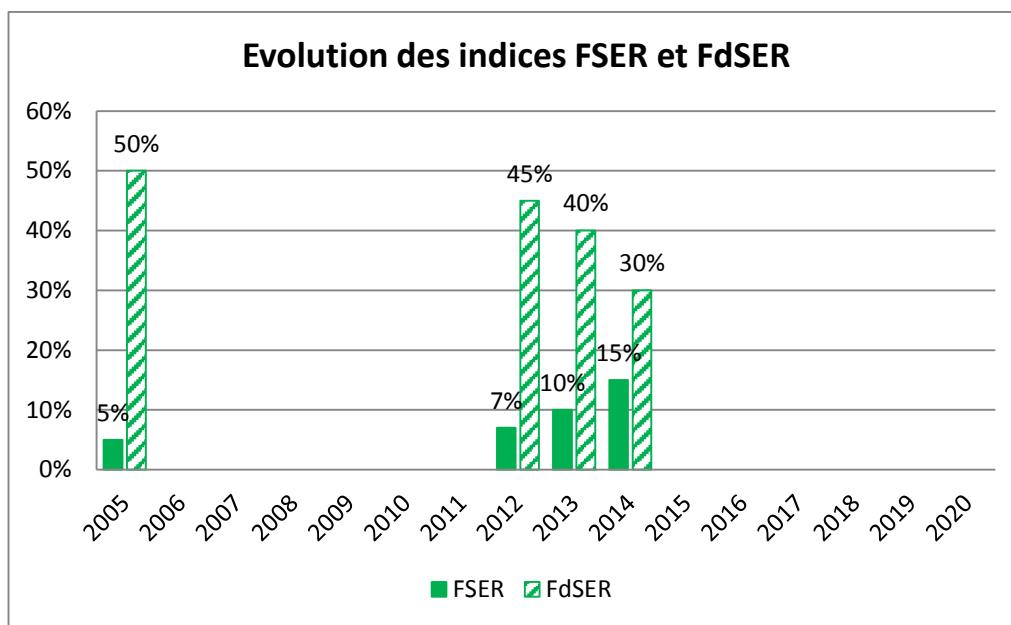


Graphique 5A: Evolution des indices AEE bruts et ajustés en fonction de l'objectif

Un diagramme similaire est présenté pour le suivi de l' ACO2 (Graphique 5B).

(4) FSER et FdSER

Les indices d'amélioration sectoriels F_{SER} et F_{dSER} sont calculés, ainsi que les valeurs des numérateurs et dénominateurs qui permettent le calcul des indices.



Graphique 6: Evolution des indices FSER et FdSER

8.2.8. Explicatif des indices en relations avec les projets d'améliorations énergétiques

Sur base des rapports d'audits obtenus par ses entités, le rédacteur expliquera de manière qualitative et quantitative les résultats obtenus :

- ✓ Citer quelques mesures les plus représentatives mises en œuvre
- ✓ Caractériser de manière agrégée les mesures mises en œuvre par :
 - Leur classement (R, A, B, C).
 - L'économie correspondante en énergie primaire et en émissions de CO₂.
 - Leur temps de retour sur investissement.
 - Le montant des investissements consentis et des éventuels subsides reçus.

Si possible, ces mesures doivent également être classées par typologie (Production, Bâtiment, Utilités et Renouvelable), ceci à des fins de communication externe.

Le rapport identifie :

- Les pistes du plan initial
- Les pistes de l'année de rapportage (ex 2015)
- Eventuellement, les pistes de l'année suivant le rapportage (ex 2016)
- Les pistes pour la période restante de l'accord (ex 2016 – 2020)

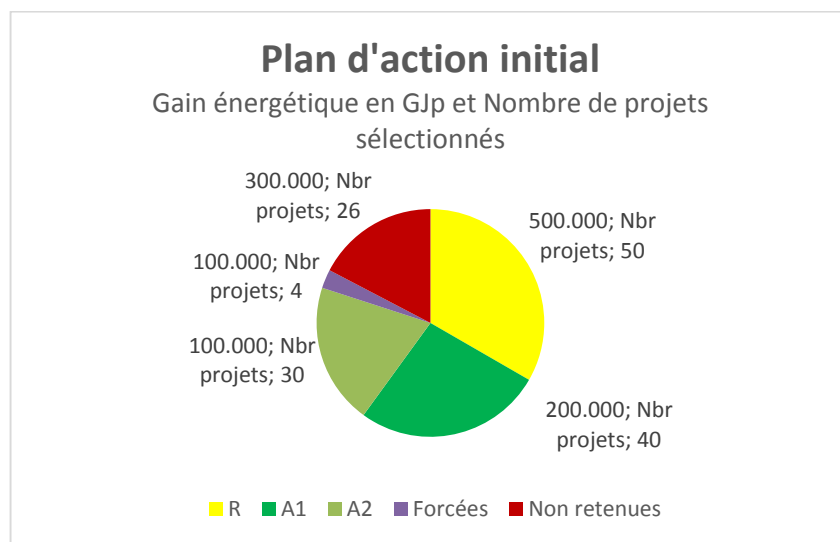
Et les représente dans le format privilégié suivant.

Exemple

Pistes du plan initial :

Au terme des audits couvrant la période 2005 – 2020, il ressort qu'un total de 150 projets ont été identifiés. Parmi ces pistes, 125 ont été sélectionnées dans les plans d'action.

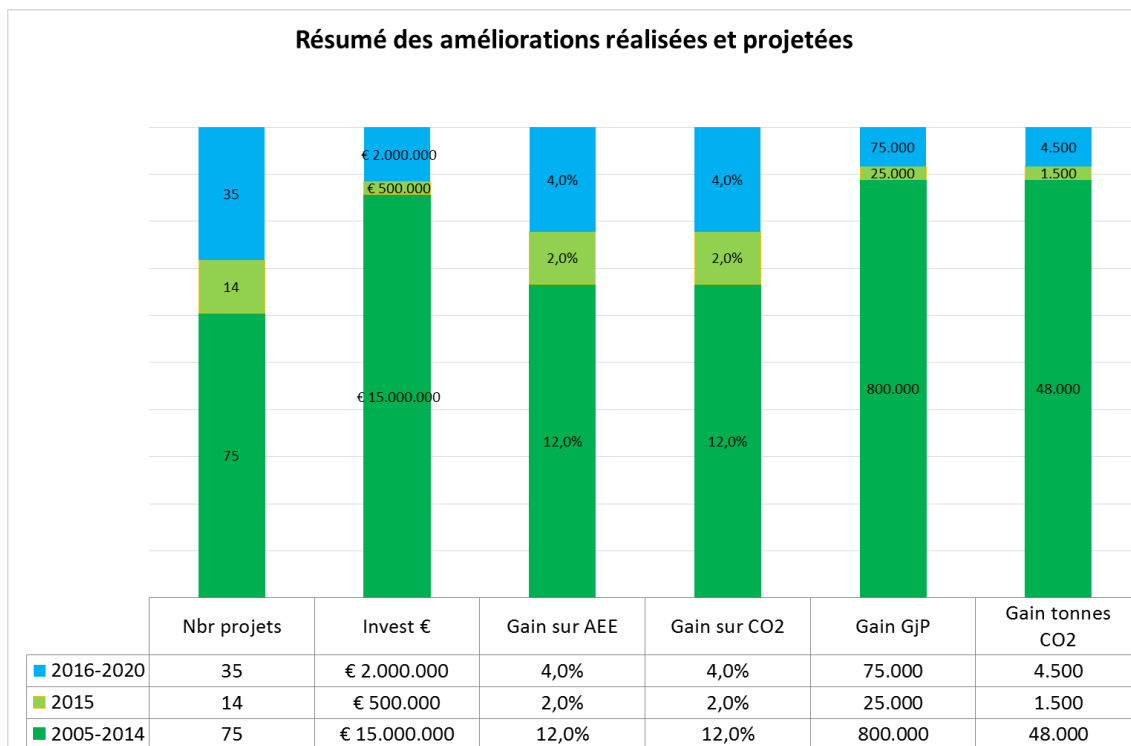
-	Nbr projets	Invest €	Gain sur AEE	Gain sur CO2	Gain GjP	Gain tonnes CO2
R	50	€ 10.000.000	8,0%	8,0%	500.000	25.000
A1	40	€ 3.000.000	6,0%	6,0%	400.000	20.000
A2	30	€ 2.500.000	3,0%	3,0%	300.000	15.000
Forcées	5	€ 2.000.000	1,0%	1,0%	100.000	5.000
Non retenues	25	€ 10.000.000	6,0%	6,0%	200.000	10.000
Total	150	€ 27.500.000	24,0%	24,0%	1.500.000	75.000



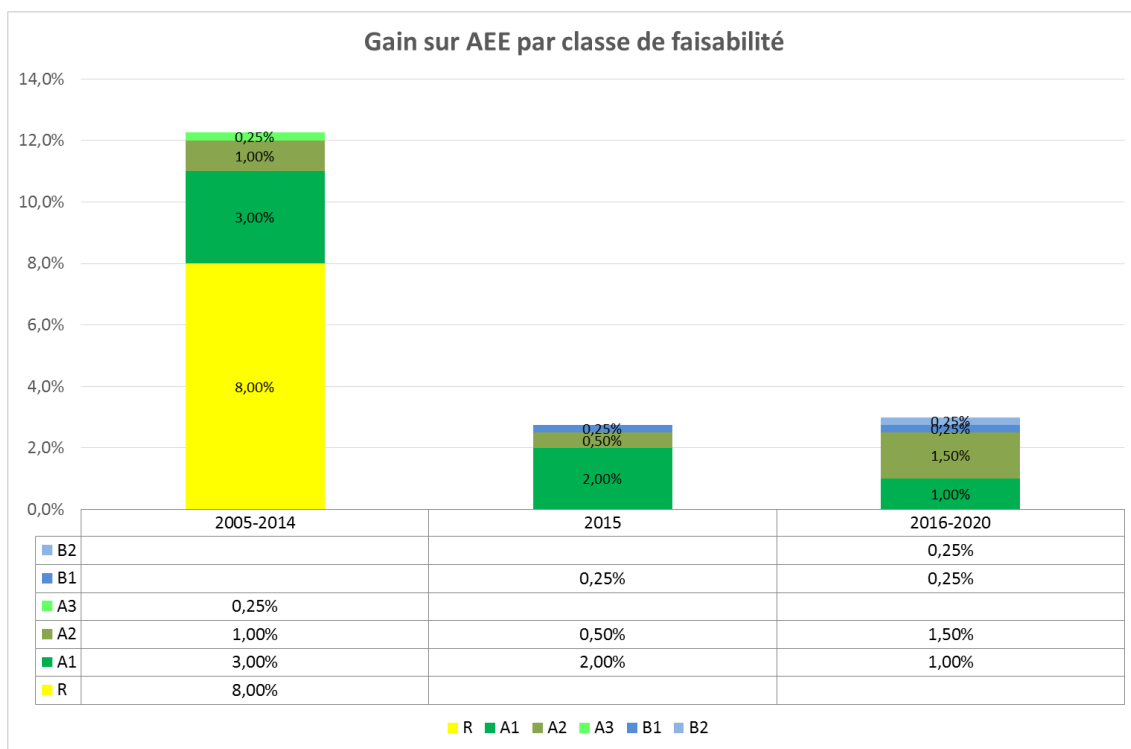
Graphique 8A : Répartition des pistes d'amélioration identifiées dans le plan d'action initial

Un graphique similaire est présenté pour le CO₂, si nécessaire (Graphique 8B)

Pistes d'améliorations réalisées et projetées (potentielles) :



Graphique 9 : Résumé des pistes d'amélioration réalisées et le potentiel disponible pour les années ultérieures

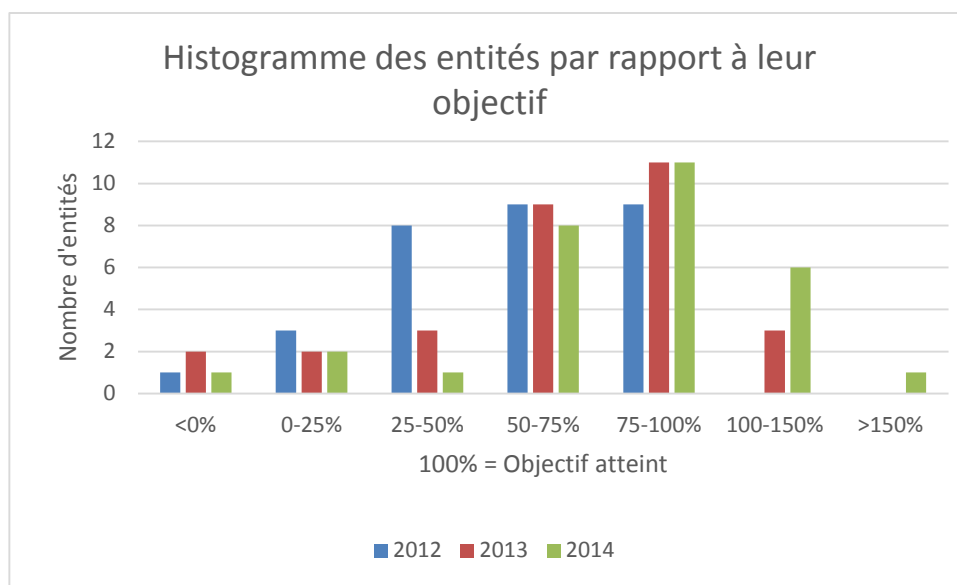


Graphique 10A : Résumé des projets par classe de faisabilité sur la période 2005 – 2020

Un graphique similaire est présenté pour le résumé des projets par classe de faisabilité sur la période 2005 – 2020, pour l'ACO2 (Graphique 10B).

8.2.9. Situation des entités par rapport à leurs objectifs

Afin de suivre correctement l'évolution des performances du secteur, il est demandé de tracer un histogramme montrant pour chaque entité la situation de ses indices par rapport à son objectif à l'horizon 2020. Cet histogramme porte en abscisse les fractions d'objectif réalisées et en ordonnée le nombre d'entités.



Graphique 11 : Histogramme du nombre d'entités en fonction du pourcentage d'atteinte de leur objectif

Dans l'exemple du graphique ci-dessus, on peut voir qu'en 2012, 8 entités ont atteint entre 25 et 50% de l'objectif final. En 2014, 7 entités ont dépassé leur objectif.

Cet histogramme pourra servir pour réaliser l'évaluation approfondie sectorielle.

Un histogramme similaire est présenté pour les objectifs en CO2.

8.2.10. Etudes de préaisabilités SER

La fédération renseignera les pistes SER (suivant le chapitre Les 9 filières renouvelables) étudiées par l'ensemble des entités.

Dans la mesure où les données sont disponibles, la fédération présentera le potentiel énergétique par SER selon le tableau suivant :

Filière	Nb	Potentiel E finale (GJf)
SER 1	5	154.568
SER 2	0	0
SER 3	5	589.856
SER 4	6	393.652
SER 5	0	0

<u>SER 6</u>	<u>15</u>	<u>467.023</u>
<u>SER 7</u>	<u>13</u>	<u>560.936</u>
<u>SER 8</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
<u>SER 9</u>	<u>1</u>	<u>11.612</u>
Total général	45	2.177.647

La fédération mentionnera les entités dispensées de réalisation d'une ou plusieurs études de préfaissabilités en fonction des sources d'énergie renouvelables déjà exploitées sur le site.

8.2.11. Etudes de faisabilité SER

La fédération renseignera les pistes SER étudiées par l'ensemble des entités.

La fédération présentera le potentiel énergétique et en CO2 par SER, selon le tableau suivant :

<u>Type de SER</u>	<u>Nb</u>	<u>Temps de retour moyen (ans)</u>	<u>Gain E finale (GJf)</u>	<u>Gain CO2 (Tonnes)</u>	<u>FSER</u>
<u>SER 1</u>	<u>5</u>		<u>154.568</u>	<u>3.598</u>	<u>0,38%</u>
<u>SER 2</u>	<u>0</u>		<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0,00%</u>
<u>SER 3</u>	<u>5</u>		<u>589.856</u>	<u>19.720</u>	<u>1,45%</u>
<u>SER 4</u>	<u>6</u>		<u>393.652</u>	<u>9.492</u>	<u>0,97%</u>
<u>SER 5</u>	<u>0</u>		<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0,00%</u>
<u>SER 6</u>	<u>15</u>		<u>467.023</u>	<u>12.031</u>	<u>1,15%</u>
<u>SER 7</u>	<u>13</u>		<u>560.936</u>	<u>20.867</u>	<u>1,38%</u>
<u>SER 8</u>	<u>0</u>		<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0,00%</u>
<u>SER 9</u>	<u>1</u>		<u>11.612</u>	<u>259</u>	<u>0,03%</u>
Total général	45		2.177.647	65.967	40.563.909

La fédération mentionnera les entités dispensées de la réalisation d'une étude de faisabilités en fonction des sources d'énergie renouvelables déjà exploitées sur le site.

8.2.12. Mapping CO2, brainstorming CO2 – AMCO2

En termes de mapping CO2, la fédération mentionnera la méthodologie suivie par chaque entité et mentionnera les hot spots identifiés au sein du secteur.

L'indice AMCO2 est calculé pour les années 2014, 2016, 2018 et 2020.

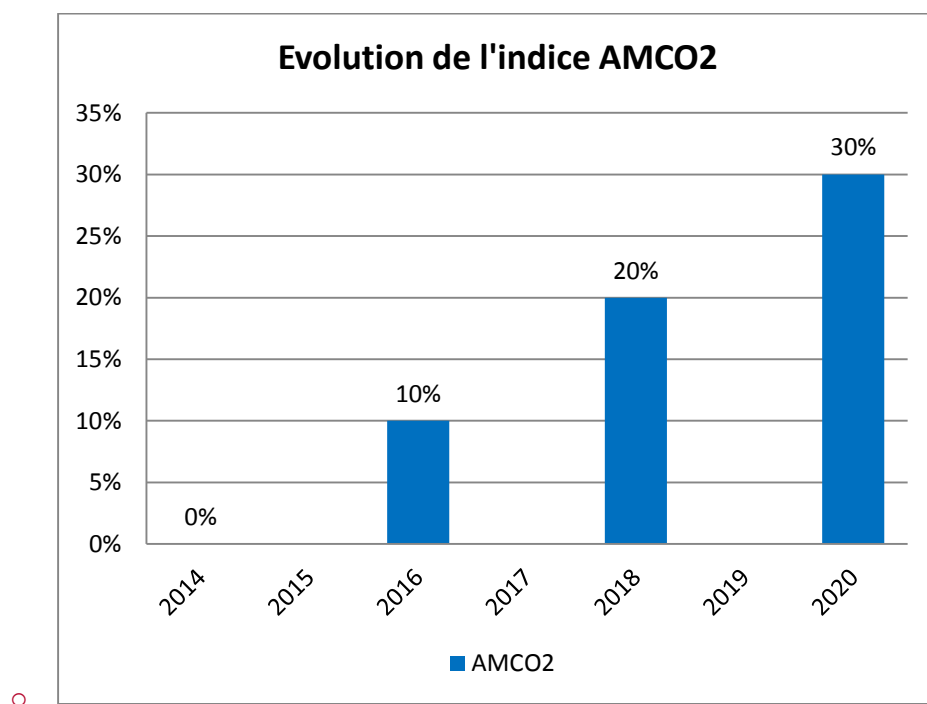
Cette agrégation est possible étant donné qu'on parle en tonnes de CO2 au numérateur et au dénominateur. En effet, même si les entités utilisent des méthodes différentes pour le mapping et pour le calcul des tonnes de CO2 évitées par un projet, le résultat des mesures réalisées est toujours quantifié en tonnes globales de CO2 évitées pour l'ensemble des entités. Une agrégation peut donc être réalisée en additionnant indépendamment les numérateurs et dénominateurs, puis en faisant le rapport des 2 sommes.

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 entités concernées peuvent se répartir les tonnes de CO₂ évitées concernées en divisant le total évité par le nombre d'entités concernées (répartition 50/50 si 2 entreprises), sauf s'il existe un autre accord entre eux.

Un tableau reprend les valeurs qui permettent le calcul de ces indices :

- Émissions de CO₂ évitées
- Emissions de CO₂ totales théoriques



Graphique 7: Evolution de l'indice AMCO2

Lors des années de suivi de l'indice une description des mesures réalisées lors de l'année écoulée et l'évolution des projets envisagés sera donnée.

8.2.13. Roadmap sectorielle à l'horizon 2050

La fédération précisera l'état d'avancement de la roadmap lors de l'audit de suivi de 2015. Lors du suivi de 2016, les conclusions de la roadmap sectorielle seront reprises dans le rapport.

8.2.14. Vérifications des rapports des entités

Aux échéances prévues, le rédacteur indiquera les entités qui ont réalisé la vérification, le nom du vérificateur et le résultat de celle-ci.

8.2.15. Vérifications des rapports de la fédération

Aux échéances prévues, le rédacteur indiquera le résultat de la vérification et les modifications qu'il y a lieu de prendre le cas échéant.

8.2.16. Conclusions

Une conclusion est rédigée. Elle reprend les résultats essentiels, ainsi que les perspectives du secteur.

ANNEXE 1 – Exemple de rapport de suivi

Diffusion :

Willy WONKA
Violet BEAUREGARD

w.wonka@choco.be
v.beauregard@federation.com



Chaussée de Liège, 140-142 5100 JAMBES

Suivi annuel 2012 de l'audit ADB2

Rév. 1 du 18 mars 2013

Rapport confidentiel

Date d'entrée dans l'accord de branche : 1 janvier 2014

Votre contact : Ir. J.-B. VERBEKE
0478 / 43.79.84
jbv@pirotech.be

8.3. Introduction

Inscrite dans l'accord de branche signé entre FEVIA et la Wallonie, CharlieChoco a pour obligation de communiquer annuellement le suivi de ses indices d'efficacité énergétique et d'efficacité en CO₂ et de fraction renouvelable.

A l'horizon 2020, l'entreprise s'est engagée à participer à l'objectif d'amélioration sectorielle de l'efficacité énergétique (AEE 2020 : 18,0%) et de réduction des émissions spécifiques de CO₂ (ACO₂ 2020 : 22,8%) avec 2005 comme année de référence.

L'année de référence pour l'entreprise est 2005.

Individuellement, les objectifs de l'entreprise sont :

AEE 2020 :	44,9%
ACO ₂ 2020 :	53,5%

Ce rapport présente les éléments nécessaires à l'évaluation de l'avancement de l'objectif sectoriel, sur base des actions menées au sein de l'entreprise pour l'année 2012.

L'*Energy Team* interne à l'entreprise est constituée de :

Willy Wonka	Directeur technique
Augustus Gloop	Responsable environnement
Veruca Salt	Responsable maintenance
Mike Teavee	Responsable financier

Le rapport de vérification a été réalisé par OOMPA LOOMPAS et est annexé au présent rapport.

8.4. Description de l'entité et de ses activités

L'entité étudiée est une chocolaterie qui produit des barres de chocolat. L'usine de fabrication comprend la chaîne complète de fabrication à partir du concassage et la torréfaction des graines de cacao jusqu'au moulage et emballage de la pâte de cacao.

L'entité comprend l'usine de fabrication répartie en 3 halls de production et 2 halls de stockage ainsi que les bureaux comprenant la partie administrative et la direction.

Fin 2011, une station d'épuration des eaux usées a été mise en service sur l'entité. Elle a donc été intégrée au périmètre de l'audit initial pour le suivi 2012.

8.5. Indicateur d'activité

Le tableau suivant reprend les valeurs des indicateurs d'activité de 2005 (année de référence) et de 2012.

Description de l'indicateur	Unités	Quantité 2005 (référence)	Quantité 2012
Tonne de pâte de cacao	Tonnes	700	850
Tonnes de chocolats au lait	Tonnes	200	200
Tonnes de chocolats fondants	Tonnes	500	500
Tonnes de chocolats	Tonnes	700	700
m ³ d'eau traitée	m ³	0	5.250
Surfaces éclairées	m ²	32.500 ²¹	30.000
Surfaces chauffées	m ²	30.000	30.000

²¹ Valeur corrigée suivant explications chapitre 6

8.6. Consommations d'énergie et émission de CO2

Le tableau suivant présente les quantités d'énergies approvisionnées et de matières énergétiquement valorisées acquises durant l'année 2012. Elles sont exprimées par vecteur énergétique en unités physiques, en unités d'énergie primaire et en émissions de CO₂.

Le tableau ci-dessous reprend les facteurs de conversion en énergie primaire et finale ainsi que les facteurs de conversion en émission de CO₂.

Facteur de conversion	Electricité approvisionnée (kWh)	Gaz Naturel (kWhs)	Ecorces (GJi)
Facteur de conversion en énergie primaire (GJp/Unité)	0,009	0,0033	1
Facteur de conversion en CO2 (kgCO2/Unité)	0,5022	0,1814	0
Facteur de conversion en E. finale (kWhf/Unité)	1	0,903	277,78

L'électricité et le gaz naturel sont des énergies approvisionnées et les écorces sont des matières énergétiquement valorisées.

L'entité ne compte pas d'énergie exportée.

2012	Unité	Electricité approvisionnée	Gaz Naturel	Ecorces	Totaux
Quantité		5.949.381 kWh	8.075.891 kWhs	7.105 GJi	
Energie primaire	GJp	53.544	26.253	7.105	86.902 GJp
Energie finale	kWhf	5.949.381	7.292.530	1.973.552	15.215.462 kWhf
Emissions de CO2	kgCO2	2.987.779	1.464.923	0	4.452.702 kgCO2

8.7. Consommations et émissions spécifiques de l'année de référence

Les consommations spécifiques de référence 2005 ainsi que leur modifications sont mentionnées dans le tableau ci-dessous.

Usage	Unités	Old CS Ref GJp/UNITE	New CS Ref GJp/UNITE	Old ES Ref kgCO ₂ /UNITE	New ES Ref kgCO ₂ /UNITE
Préparation de la pâte de cacao	Tonnes	42,75	42,75	1919	1919
Chocolat au lait	Tonnes	41,00	41,00	2479	2479
Chocolat fondant	Tonnes	33,28	33,28	1983	1983
Emballage - conditionnement	Tonnes	2,84	2,84	158	158
Station épuration eau usées	m ³	0,00	0,17	0	10
Eclairage + Climatisation + Divers	m ²	0,39	0,42	21,7	23,6
Chauffage	m ²	0,37	0,37	20,9	20,9

L'usage « **station épuration eau usées** » est un nouvel entrant, il ne disposait donc pas de consommation spécifique de référence en 2005. Sa consommation spécifique est celle de l'année 2012, correspondant à une année complète de fonctionnement et calculée à partir des données du compteur en place 100 863 kWh / 5250 m³ d'eau traitée.

L'usage « **Eclairage + Climatisation + Divers** » change de consommation spécifique entre 2005 et 2012. En effet, pour l'audit initial la consommation spécifique a été obtenue en imputant un indicateur d'activité de 32.500 m², ce qui correspond à la surface de bâtiment (30.000 m²) + la surface de parking (2500 m²). Or, il a semblé plus opportun, lors du suivi, de prendre la valeur de la surface éclairée de bâtiment uniquement soit 30.000 m².

De cette façon la consommation spécifique de 2005 = 12.663 GJp / 32.500 m² = 0,39 GJp/m² devient = 12.633 GJp / 30.000 m² = 0,42 GJp/m². La même opération a été réalisée pour les émissions spécifiques.

8.8. Indices d'amélioration

8.8.1. Principe de calcul

L'analyse des performances de l'entreprise en 2012 est basée sur une reconstitution du tableau de consommation en énergie finale complet. Le calcul des indices est conforme à la méthodologie [ICEDD3j_ADB2_NoteMethodo_VERSION FINALE_dec2012_20121218_JMD.docx](#)

8.8.2. Consommations réelles 2012

La consommation réelle est calculée à partir des factures en utilisant les paramètres de conversion conventionnels cités au chapitre 5 : soit une consommation réelle 2012 basée sur les factures de **86.902 GJp** et une émission réelle de **4.452.702 kgCO₂**.

8.8.3. Consommations théoriques 2012

Les consommations théoriques sont calculées en multipliant les consommations spécifiques de référence par les indicateurs d'activités 2012.

La consommation théorique des espaces chauffés est adaptée pour tenir compte des variations climatiques telles que communiquées par l'IRM. La méthodologie des accords de branche de deuxième génération propose à cet effet au paragraphe 3.3.2.1 Correction climatique : de « *corriger les chiffres de consommation ou d'émissions liés à la partie 'chauffage' par les ratios de nombres de degrés-jours annuels normalisés* ».

Uccle	
Année	Degré Jour
2005	2233
2012	2327

Les besoins en chauffage théoriques ont donc été augmenté de **4,2 %** ($=1-2327/2233$) pour tenir compte de la période de froid plus importante que celle de l'année de référence.

Les consommations théoriques obtenues sur bases des indicateurs d'activité (*chapitre 4 : Indicateur d'activité*) et des consommations spécifiques de l'année de référence (*chapitre 6 : Consommations et émissions spécifiques de l'année de référence*) sont :

Usage	Unités	CS ref	ES ref	Quantité 2012	GJp DJ	kg CO2
Préparation de la pâte de cacao	Tonnes	42,75	1919	850	36.341	1.631.400
Chocolat au lait	Tonnes	41,00	2479	200	8.320	495.825
Chocolat fondant	Tonnes	33,28	1983	500	16.641	991.650
Emballage – conditionnement	Tonnes	2,84	158	700	1.986	110.798
Station épuration eau usées	m³	0,17	10	5.250	908	50.653
Eclairage + Climatisation + Divers	m²	0,42	23,6	30.000	12.663	706.595
Chauffage	m²	0,37	20,9	30.000	11.687	652.156
					88.546	4.639.078

Soit un total théorique de **88.546 GJp** et de **4.639.078 tonnes CO₂**.

8.8.4. Indices 2012

Les indices d'amélioration de l'efficacité énergétique et d'amélioration en émission de CO₂ (AEE et ACO₂) sont calculés à partir de la formule suivante :

$$AEE (2012/2005) = 1 - \frac{\text{CONS. RÉELLE (2012)}}{\sum [\text{Cons}(2005) \times IA(2012)]}$$

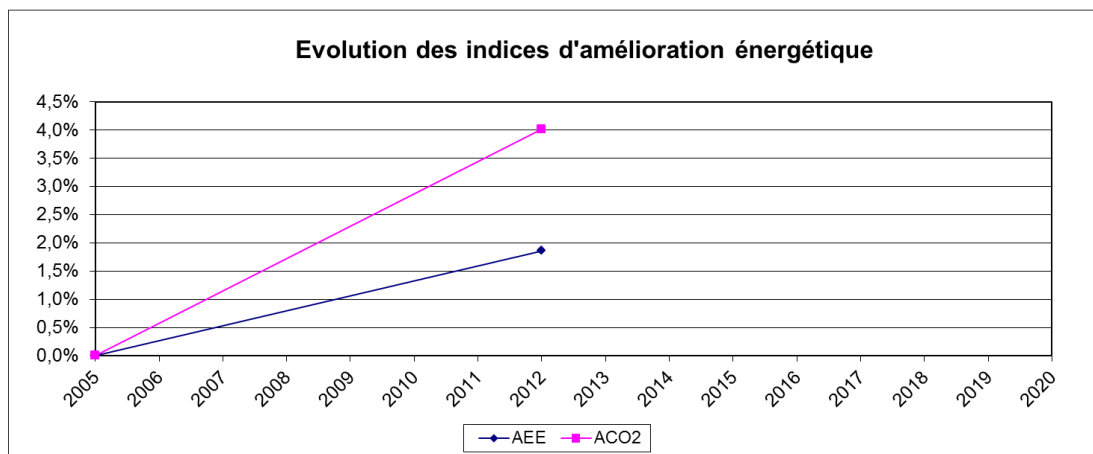
$$ACO_2 (2012/2005) = 1 - \frac{\text{ÉMISS RÉELLE (2012)}}{\sum [\text{Emiss spé}(2005) \times IA(2012)]}$$

Les résultats pour l'année 2012 sont les suivants :

	AEE	ACO2
Réel	86.902	4.452.702
Théorique	88.546	4.639.078
Indices	1,9%	4,0%

Le gain en 2012 sur l'AEE est de **1,9 %** et de **4,0 %** pour l'ACO₂ par rapport à l'année de référence 2005.

L'évolution des indices d'amélioration énergétique depuis 2005 est représentée dans le graphique ci-dessous.



Les indices de « fraction » renouvelable FSER et FdSER sont obtenus par les formules suivantes :

$$\text{FSER (2012)} = \frac{\text{Energie finale (EF 2012) produite sur l'entité à partir de SER}}{\text{Energie finale totale (2012) consommée sur l'entité}}$$

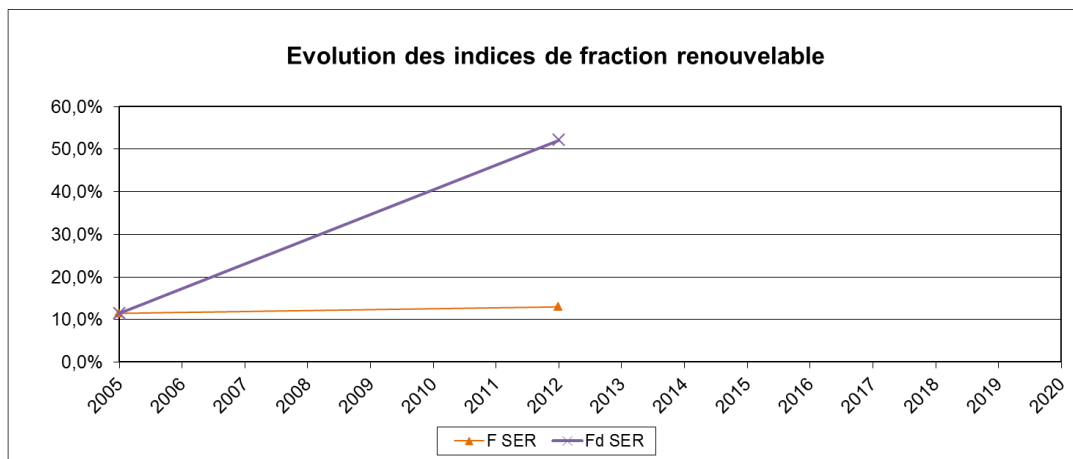
$$\text{FdSER (2012)} = \frac{\text{EF 2012 produite à partir de SER et consommée sur l'entité}}{\text{Energie finale totale (2012) consommée sur l'entité}}$$

Les résultats pour l'année 2012 sont les suivants :

FSER	Unité	Electricité approvisionnée	Gaz Naturel	Fuel Léger	Ecorces	Total
Renouvelable	kWhf	0	0	0	1.973.552	1.973.552 kWhf
Energie finale	kWhf	5.949.381	7.292.530	0	1.973.552	15.215.462 kWhf
						13,0% FSER

FdSER	Unité	Electricité approvisionnée	Gaz Naturel	Fuel Léger	Ecorces	Total
Renouvelable	kWhf	5.949.381	0	0	1.973.552	7.922.932 kWhf
Energie finale	kWhf	5.949.381	7.292.530	0	1.973.552	15.215.462 kWhf
						52,1% FdSER

L'évolution des indices de fraction renouvelable depuis 2005 est représentée dans le graphique ci-dessous.



8.9. Explication de la variation des indices

8.9.1. Indices d'amélioration

Les pistes d'amélioration énergétique mises en œuvre depuis 2005 sont reprises dans le tableau suivant :

Référence	Descriptif			GJp	%	kg CO2	%	Invest euros	Pay back time
FROID09	Blocage des portes Frigo Produits Finis	A	1	142	0,2%	7.919	0,2%	0	0
VAP03	Remplacement de la chaudière fuel lourd	A	3	1.257	1,4%	164.829	3,6%	450.000	6

L'amélioration « FROID09 » a été réalisée dans le courant de l'année 2011. Cette piste à investissement nul induit un changement de comportement vis-à-vis de l'ouverture abusive des portes frigos.

En 2011 CharlieChoco a installé une nouvelle chaudière vapeur fonctionnant au gaz naturel, l'ancienne tournant au gasoil.

L'ensemble des améliorations réalisées entre 2005 et 2012 représente donc un gain théorique sur l'AEE de 1,6 % et de 3,7 % sur l'ACO₂.

Le recoupement avec les indices est assez bon comme le montre le tableau suivant :

	AEE	ACO2
Pistes R	1,6 %	3,7%
Indices	1,9 %	4,0 %

Toutefois, les pistes réalisées n'expliquent pas complètement l'évolution de l'indice. En effet, le gain énergétique engendré par la piste « VAP03 » a été estimée à 15% alors que dans la réalité nous avons observé une amélioration de 20%.

8.9.2. Indices de fraction renouvelable

L'indice **FSER** est égal à 13,0% car les écorces brûlées sur l'entité sont de la biomasse sèche. Cette matière énergétiquement valorisée est donc une énergie renouvelable produite sur l'entité et est comptabilisée dans l'indice à hauteur de 100% de son énergie finale.

L'indice **FdSER** égal à 52,1% résulte de la combustion des écorces et de la fourniture d'électricité garantie 100% électricité verte par le fournisseur électrique, suivant les informations de la CWAPE.

8.10. Explicatif des projets envisagés pour les années à venir

Les améliorations suivantes faisant partie du plan d'action instauré lors de l'audit initial n'ont pas encore été réalisées :

Référence	Descriptif			GJp	%	kg CO2	%	Invest euros	Pay back time
ELEC	Gestion des arrêts et des redémarrages après WE	A	1	435	0,5%	24.267	0,5%	3.000	0,6
ECL04	Crépusculaires	A	1	137	0,2%	7.641	0,2%	800	0,4
URE	Utilisation Rationnelle de l'Energie	A	1	90	0,1%	5.022	0,1%	0	0,0
ACD05	Rideau d'air aux quais de réception / distribution	A	1	1.691	2,4%	94.337	2,2%	25.000	1,2
UTI01	Cogénération gaz	A	1	26.148	36,7%	1.562.081	36,4%	532.500	1,2
ECL01	Gestion de l'éclairage de l'usine	A	1	1.809	2,5%	100.942	2,4%	41.319	1,6
UTI04	Biométhanisation des boues de la STEP et chauffage STEP	A	2	2.406	3,4%	135.853	3,2%	257.000	2,6

Les projets de l'année 2013 sont la finalisation des installations de biométhanisation des boues de la station d'épuration (piste UTI04).

8.11. Conclusions

Les résultats 2012 pour CharlieChoco sont les suivants :

	2005	2012
AEE	0,0%	1,9%
ACO2	0,0%	4,0%
FSER	11,5%	13,0%
FdSER	11,5%	52,1%

Tous les indices sont en progression depuis l'année de référence et sont liés principalement à la réalisation de deux pistes énergétiques :

- blocage des portes frigos ;
- remplacement de la chaudière au fuel.

La liste des informations à valider par le Comité directeur sont :

- le changement de consommation et émission spécifique pour l'usage « Eclairage + Climatisation + Divers » ;
- l'introduction du nouvel entrant « Station épuration eau usées ».

Des projets sont déjà planifiés pour l'année prochaine afin de poursuivre l'amélioration de l'efficacité de l'entité pour atteindre les objectifs qu'il s'est fixé lors de son entrée dans l'accord de branche de seconde génération.

9. ANNEXE 2 - Résumé des principales différences de méthodologie entre accords de branche de première et de deuxième génération

9.1. Principales différences entre les accords de 1ère et 2ème génération

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. 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 de l'entité : 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) de l'entité via un mapping CO_2 et d'analyser ainsi la chaîne de production via un audit « externe au périmètre de l'entité ». Le deuxième objectif est d'identifier des pistes d'actions de réductions des émissions de CO_2 en dehors du périmètre 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 de l'entité examinée.
- 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.

9.2. 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 génération 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_2 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 CO₂, entre les accords de première et de deuxième génération.
- Non prise en compte des émissions de CO₂ non énergétique dans les accords de deuxième génération, sauf sur dérogation du comité directeur.
- 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_{MCO2} lié à un engagement de moyens (engagement à réaliser un mapping CO₂ 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.

10. ANNEXE 3 – Méthodologie générale pour la réalisation d'une roadmap sectorielle 2050

10.1. Introduction générale sur la notion de roadmap²²

Cette méthodologie générale pourra être adaptée dans le cas particulier de la Roadmap sectorielle 2050.

Le "roadmapping" est devenu une pratique de planification et de coordination. Le résultat d'un effort de roadmapping est une représentation des chemins à parcourir et des étapes à franchir (des recherches et développements à mener) pour pouvoir anticiper les évolutions des technologies, des marchés et des exigences réglementaires ; cela pour être prêt à adapter les modes de fonctionnement des entreprises d'une fédération et à concevoir les produits ou les services ayant des performances données, largement supérieures à celles d'aujourd'hui mais jugées comme atteignables par les experts du domaine.

Ainsi, le "roadmapping" est une méthode où le groupe de travail commence par élargir son champ de vision en sélectionnant un avenir possible mais pas certain dans le domaine des usages ou des performances (exemple, nombre de transistors par cm²), puis va remonter dans le temps et lister tout ce qui aura été nécessaire comme résultats intermédiaires pour réaliser cet avenir.

10.2. Qu'est-ce que le roadmapping ?

Les pratiques aboutissant à des roadmaps sont assez diverses, il est toutefois possible d'en proposer une définition générique: le roadmapping est une approche structurée, disciplinée et itérative de travail en groupe permettant de déboucher sur une vision prospective, partagée, synthétique et communicable grâce à une ou plusieurs représentations graphiques (roadmaps).

Sur la base de l'expérience de consultants praticiens de la méthode, il apparaît que pour pouvoir parler de roadmapping il est important de réunir les conditions suivantes :

1. Constitution d'un groupe de personnes aux compétences complémentaires (experts et marketeurs d'un domaine par exemple) pour produire par un travail collectif une vision partagée et prospective d'un domaine.
2. Production d'une carte et pour cela utilisation d'un fond de carte avec horizontalement, l'écoulement du temps de gauche à droite et verticalement une série de bandes correspondant à des dimensions pertinentes de la problématique telle que par exemple Marché, Produits, Technologies, Compétences. Il est important que la lecture de la carte renvoie aux "business issues".

²² adapté de la Source : <http://www.ig-a.com/articles/roadmapping/index.htm>

Marché / Objectif business / Offre de valeur				
Usages				
Environnement	Réglementation Concurrence Nouveaux entrants Infrastructures			
Technologies	Technos X, Y, Z Normalisation			
Ressources	Compétences X, Y, Z Autres			
Aujourd'hui 2006 2007 2008				

Exemple de fond de carte générique de Roadmap

3. Positionnement sur le fond de carte, après un travail itératif de formulations et de sélections, d'objets reliés entre eux par des flèches indiquant des relations de précédence ou/et de causalité. Ces objets sont des événements dans les dimensions pertinentes par exemple, le lancement d'un produit ou l'ouverture d'un marché ou encore l'atteinte d'un niveau de performance technologique donné.

4. Utilisation de la carte pour communiquer à la fois la vision résultante, les priorités et les actions à planifier pour que la vision puisse devenir réalité.

10.3. Mise en œuvre pratique du roadmapping

La définition ci-dessus fournit déjà des indications sur les facteurs de succès du roadmapping. La démarche pratique proposée ici et illustrée ci-dessous (Figure 4) tient compte des facteurs de succès qui seront détaillés plus loin.

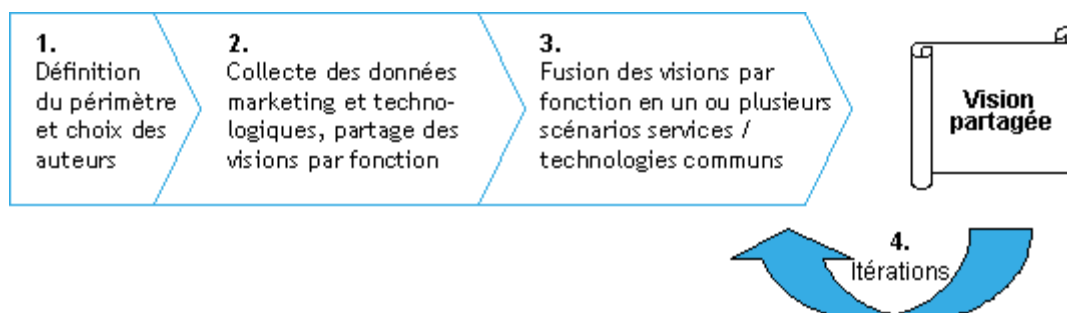


Figure 4 : Les 3 étapes du roadmapping

10.3.1. Définition du périmètre et choix des membres du groupe de travail

Il est préférable que le groupe soit facilité par un animateur connaissant bien la méthode et travaillant de concert avec un véritable chef de projet ou "roadmap manager" rendant compte des progrès au client.

Le domaine ou périmètre à explorer doit avoir des frontières naturelles et les technologies ou les besoins / usages visés doivent être suffisamment précis. Sinon, il faudra découper le domaine en sous-domaines quitte ensuite à construire une roadmap simplifiée pour la réunion des sous-domaines.

L'équipe doit être autonome et donc comporter des représentants de toutes les fonctions pertinentes pour le sujet (marketing, R&D, manufacturing, RH, etc.). Eventuellement des experts extérieurs peuvent être nécessaires pour compenser les lacunes du groupe.

10.3.2. Collecte des données marketing et technologiques, partage des visions

Avant de pouvoir s'attaquer à la roadmap elle-même, il convient de bien évaluer la situation actuelle et les tendances en recueillant et partageant les études disponibles :

- stratégies, mouvements possibles des acteurs, SWOT, études de marchés, analyse par produit-marché, évolution prévisible des habitudes de consommation, des marchés et des produits ;
- évolution de la réglementation, des normes ;
- évolution des technologies concernées, des standards techniques ;
- évolution des infrastructures.

Ces informations doivent être partagées, chaque expert ou représentant de fonction présentant sa vision de l'évolution possible de son point de vue sur un axe de temps. Il faut rechercher le consensus sur le présent, sur les éléments factuels. Si ces informations sont manquantes, il faut se les procurer ou les produire. L'exercice de roadmap sera trop superficiel sans un minimum d'information préalable.

Toutes les technologies dignes d'intérêt ne sont pas nécessairement maîtrisées par les experts du groupe de travail. Il faudra alors soit prendre en compte l'incertitude en développant des scénarios conduisant à des roadmaps alternatives permettant d'anticiper des décisions contingentes soit faire développer des sous-roadmaps par des groupes ad hoc.

Le livrable de cette étape est l'identification des événements clefs et de leurs points d'impacts.

10.3.3. Fusion des visions en un ou plusieurs scénarios communs

Le roadmap manager et le facilitateur doivent s'assurer qu'ils ont une équipe performante sachant dialoguer efficacement grâce à un langage commun et au respect de quelques règles de jeu. Le roadmapping, comme tout travail de planification, est aussi un exercice politique qui peut facilement être perverti.

Il est important de clarifier tôt dans cette étape des critères de sélection des objets à positionner sur le fond de carte.

Les tâches principales de cette étape sont :

- générer et choisir collectivement des points devant incontestablement figurer sur la roadmap : usages, besoins, technologies émergentes, etc. ;
- placer ces points "de départ" sur le « fond de carte » de la roadmap ;
- remonter la piste des résultats et événements intermédiaires qui auront été requis pour atteindre ces points.

La difficulté consiste à chercher le consensus - mais seulement jusqu'à un certain point. En effet, il faut savoir prendre en compte des points de vue singuliers qui sont souvent source de richesse.

Les points de vue irréductibles devront faire l'objet de scénarios alternatifs ou variantes d'une roadmap.

10.3.4. Itérations et mise à jour de la roadmap

La première roadmap collective est souvent une ébauche née des micro-concessions et simplifications du travail en groupe.

Elle doit ensuite être étudiée avec du recul, assimilée et digérée séparément par chaque membre du groupe, voire soumise à la critique de tiers. Il faut garder à l'esprit les objectifs de la roadmap : orientations des R&D et communication efficace de la vision pour faciliter l'alignement et l'engagement des parties prenantes.

Enfin, une dernière séance collective doit permettre une production finale et assumée par l'ensemble des personnes participant à la réflexion.

10.4. Facteurs de succès de la démarche de roadmapping

Importance et qualité des interactions

Comme c'est souvent le cas pour les approches structurées, la valeur est en grande partie dans le process qui permet de créer de l'information à partir d'interactions sur des données complexes et d'atteindre des consensus entre les parties prenantes. Le rôle du roadmap manager éventuellement aidé d'un consultant est à cet égard crucial ; délimitation du champ, explicitation des contraintes, sélection et motivation des participants, respect des règles du jeu, formulation, choix des objets à positionner sur le fond de carte sont de sa responsabilité.

Itérations successives

Il faut en général attendre la 2ème ou la 3ème génération de roadmap sur un même domaine pour obtenir des résultats réellement satisfaisants, résultats d'échanges multiples à la fois "bottom-up" et "top-down".

Prise en compte de vues singulières

Le premier danger qui guette les roadmaps c'est le conservatisme engendré par une démarche trop consensuelle. De ce point de vue, il est important d'associer à la réflexion des personnes extérieures aux entreprises de la fédération comme des personnes spécialisées dans le marketing, des académiques ou encore des acteurs de la société civile.

Maintien du point de vue business

L'autre danger qui guette les roadmaps et la prise de pouvoir par les technologues au détriment des objectifs business. Il faut que l'engagement des managers business se maintienne et qu'ils aient en tête le besoin de retour sur investissement, les impacts socio-économiques, etc.

Qualité de la documentation

Faire une roadmap représente un travail considérable. Une partie de ce travail peut être réutilisé dans des roadmaps de domaines connexes (utilisant en partie les mêmes technologies et moyens). Il est indispensable que les travaux soutenant les roadmaps soient convenablement documentés en vue de leur réutilisation ultérieure.

10.5. Impact du roadmapping sur la capacité à innover

Après avoir réalisé des roadmaps sur ses domaines prioritaires, la fédération aura une vision prospective partagée qui aura des retombées potentiellement importantes pour l'ensemble des entreprises qu'elle représente :

- Réduction des coûts d'innovation
 - ✓ identification et exploitation de synergies entre projets : partage des ressources ;
 - ✓ établissement des priorités: ré-allocation des ressources ;
 - ✓ anticipation: meilleures conditions d'acquisition de ressources ;
 - ✓ identification de plates-formes d'innovation.
- Accélération de l'innovation

La vision ayant été construite entre fonctions technique et marketing, le transfert des résultats de la R&D vers le marketing posera moins de problèmes.

Au-delà de ces retombées directes on peut facilement prolonger le roadmapping pour :

- l'identification des ressources et compétences critiques ;
- l'analyse des écarts entre besoins futurs et capacités actuelles ;
- l'identification des décisions d'organisation à prendre pour loger les actions sans propriétaire légitime évident.

11. ANNEXE 4 – Calendrier des dates clés 2015- 2020

