



HAL
open science

Modélisation prospective de l'industrie diffuse pour l'évaluation de l'impact de politiques de Maîtrise De l'Énergie (MDE) à partir du générateur de modèle TIMES : la récupération de chaleur par Pompes à Chaleur (PAC) dans l'industrie agroalimentaire

Gondia Sokhna Seck

► To cite this version:

Gondia Sokhna Seck. Modélisation prospective de l'industrie diffuse pour l'évaluation de l'impact de politiques de Maîtrise De l'Énergie (MDE) à partir du générateur de modèle TIMES : la récupération de chaleur par Pompes à Chaleur (PAC) dans l'industrie agroalimentaire. Economies et finances. Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2012. Français. NNT : 2012ENMP0001 . pastel-00662459

HAL Id: pastel-00662459

<https://pastel.hal.science/pastel-00662459>

Submitted on 24 Jan 2012

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

École doctorale n° 396 : Économie, Organisations, Société.

Doctorat ParisTech

THÈSE

pour obtenir le grade de docteur délivré par

L'École Nationale Supérieure des Mines de Paris

Spécialité “ Économie et Finance ”

Présentée et soutenue publiquement par

Gondia Sokhna SECK

Le 04 janvier 2012

Modélisation prospective de l'industrie diffuse pour l'évaluation de l'impact de politiques de Maîtrise De l'Energie (MDE) à partir du générateur de modèle TIMES

La récupération de chaleur par Pompes à Chaleur (PAC) dans l'industrie agroalimentaire

Directeur de thèse : **Nadia MAÏZI**

Maître de thèse : **Gilles GUERASSIMOFF**

Jury

M. Jacques PERCEBOIS, Professeur, Directeur du CREDEN, Université Montpellier 1.....Président/Rapporteur
M. Evasio LAVAGNO, Professeur, Département de l'Energie, Ecole Polytechnique de Turin.....Rapporteur
Mme Nadia MAÏZI, Professeur, Centre de Mathématiques Appliquées, Mines ParisTech.....Examinateur
M. Gilles GUERASSIMOFF, Enseignant, Centre de Mathématiques Appliquées, Mines ParisTech.....Examinateur
M. Alain HITTA, Ingénieur Chercheur, Groupe Expertise Clients et Secteurs Industriels, EDF R&D.....Examinateur

MINES ParisTech

Centre de Mathématiques Appliquées (CMA)

1 Rue Claude Daunesse BP 207 06904 Sophia-Antipolis Cedex

Remerciements

Je tiens à saluer ici les personnes qui, de près ou de loin, ont contribué à la concrétisation de ce travail de thèse. Ces remerciements sont rédigés dans un moment de relâchement intellectuel, sans véritable rigueur ni souci taxinomique.

Tout d'abord, j'adresse en premier lieu mes plus sincères remerciements aux personnes qui m'ont proposé ce sujet de thèse sur l'industrie diffuse au détour d'un de leur passage sur le site d'EDF R&D Clamart : **Mme Nadia MAÏZI (Directrice du Centre de Mathématiques Appliquées (CMA) et directrice de ma thèse) et Mr Gilles GUERASSIMOFF (Enseignant chercheur et mon maître de thèse)**. Je tiens à leur exprimer toute mon estime, le respect et la profonde reconnaissance pour les conseils, la patience, la disponibilité, la confiance et surtout le soutien qu'ils m'ont témoignés pour mener à bien ce travail de recherche et aussi pour m'avoir accueilli dans les meilleures conditions au sein du CMA. Les remerciements exprimés ici ne seront jamais à la hauteur de votre implication dans ce travail. Je suis particulièrement honoré de votre présence dans ce jury de thèse.

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à **Mr Jacques PERCEBOIS (Directeur du Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie (CREDEN))**, qui m'a fait l'honneur de présider le jury de thèse de doctorat, pour l'intérêt qu'il a porté à ce travail.

Je tiens également à remercier et à exprimer mon profond respect à **Mr Bernard DECLERCK (Chef du Département Eco-Efficacité et Procédés Industriels (EPI))** pour m'avoir accueilli dans son département. Cette gratitude s'adresse aussi à **Mme Sandrine HARTMANN et Mme Marie-Ann EVANS (Chefs du Groupe E27 Expertise Clients et Secteurs Industriels)** pour m'avoir accueilli dans leur groupe de recherche sur le site d'EDF R&D Renardières.

J'adresse aussi toute ma gratitude à **Mr Alain HITA (Ingénieur Chercheur au groupe E27)** pour son aide, sa disponibilité, sa sympathie, sa rigueur scientifique, ses idées ingénieuses, et ses précieux conseils qui ont fait progresser ce travail. Je suis particulièrement honoré de votre présence dans ce jury de thèse.

Je tiens aussi à remercier **tous les membres du jury** pour l'intérêt qu'ils ont porté à mon travail de thèse. Je remercie tout particulièrement **Mr Evasio LAVAGNO (Professeur du Département de l'Energie de l'Université Polytechnique de Turin)** pour m'avoir fait l'honneur d'accepter le rôle de rapporteur de ma thèse, et d'y consacrer une partie de son temps si précieux.

Je souhaite remercier **Edi Assoumou (Chercheur au CMA) et Ahcène Djemaa (Chercheur au groupe E27)** pour les réflexions, les questions et les conseils qu'ils m'ont prodigués chaque fois que nous nous sommes rencontrés sans oublier leur disponibilité et leur soutien.

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à **l'ensemble des agents du groupe E27 (Christian, Daniela, Cyril, Bertrand, Karim, Rémy, François, Marion, Yann, Vincent, Maxime, Chantal, Muriel, Anny, René et Richard)** pour votre accueil chaleureux au sein de ce groupe sans oublier de mentionner bien sûr votre soutien et disponibilité. Je remercie particulièrement **Jean-Marc Lauruol**, non seulement pour son soutien et ses discussions qui m'ont beaucoup enrichi mais aussi son aide aux niveaux logistique et statistique. Ces années de thèse passées à vos côtés, tous, ont été des plus agréables et resteront gravées dans un coin de ma mémoire.

Bon courage à Mathieu pour la suite de sa thèse.

Je souhaite également remercier **les agents EDF hors du groupe E27** à savoir **François Cattier, Fayez Kassabji, Marie Marguerite Quéméré, Jean-Michel Cayla, Frédéric Verdol et Christophe Marchand (Chef du groupe E21)** pour leur disponibilité et leur aide.

Je tiens aussi à remercier chaleureusement **l'ensemble des membres du CMA** (Valérie, Sandrine, Johann, Lionel, Nicklas, Jan, Christian, Marc, Jean-Paul, Bob, Prisca et Cathérine) pour la bonne humeur, le soutien, leur disponibilité et surtout leur sympathie. Bien évidemment, je n'oublie pas de mentionner ma secrétaire adorée, Dominique Micollier, pour sa joie de vivre, sa bonne humeur et surtout son aide dans le domaine administratif. Sachez que les moments passés avec vous tous, que ce soit durant le midi, les soirées organisées ou même dans les couloirs, resteront graver à jamais dans ma tête.

Merci à Mathilde Drouineau et félicitation pour son titre de Docteur de l'Ecole des Mines de Paris fraîchement acquis.

Bon courage à Ahmadou, Salma, François, Aurélie, Stéphanie pour la suite de leurs travaux.

Enfin je tiens aussi à exprimer mes plus vifs remerciements à **plusieurs personnes extérieures** qui ont contribué par leur soutien à ce travail.

J'aimerais ainsi remercier des personnes qui me sont proches (François Gomis, Oumar Ba, Babacar Diop, Issa Euz Ngom, Mouhamadou Thiombane, Babacar Diagal Ndoye, Elhadj Thioub, Fatou Thioub, Alioune Badara Pouye, Nancy Kamara etc...) pour leur soutien et leurs conseils sur la vie en général.

Je voudrais remercier tout particulièrement **ma famille** pour l'amour et le soutien inconditionnelle qu'elle me témoigne depuis toujours.

Merci à mes parents, **ma mère Sokhna Diop** et **Feu mon père Ousseynou SECK**. Tous les mots du monde ne sauraient exprimer tout ce que je ressens pour vous, ni la profonde gratitude que je vous témoigne pour tous les efforts et les sacrifices que n'avez jamais cessé de consentir pour notre éducation. J'espère avoir répondu aux attentes que vous avez fondé en moi. Longue vie de santé, bonheur et réussite à vous, maman, et continuer à représenter le flambeau illuminant le chemin de vos chers enfants en l'absence de feu mon père.

Je voudrais saisir cette occasion pour remercier aussi mes frères et sœurs Ababacar, Alassane Thiouf et Khary sans oublier oncles et tantes, Ndeye Astou Cissé, Ndeye Khady Cissé, Aminta Ndoye Cissé, Mame Issa Cissé, Yacine Fall, Karim Cissé etc... Je remercie particulièrement mon oncle **Dr Cheikh Al Khalifa CISSÉ** qui m'a toujours soutenu et n'a cessé de croire en moi. Je tiens à t'exprimer tout mon respect, mon admiration, toute ma gratitude et enfin ma profonde reconnaissance.

Merci à mon oncle Mamadou Gaye et sa femme Arame Ndoye ainsi que la famille Dé pour leur gentillesse, leur soutien, leurs conseils et leur aide durant toutes ces années. Je tenais à vous exprimer toute ma reconnaissance, mon respect et ma gratitude.

Merci aussi à tous ceux, dans mon pays et ici, que je ne puis citer nommément mais dont l'amitié et le soutien m'ont été chers.

Je clos enfin ces remerciements en dédiant cette thèse de doctorat à la mémoire de Feu mon père Ousseynou SECK et Feu mon oncle Babacar Thioub. Le destin ne nous a pas laissé le temps pour jouir de ce bonheur ensemble et de vous exprimer tout mon profond respect et admiration. Puisse Dieu tout puissant, vous accorder sa clémence, sa miséricorde et vous accueillir dans son saint paradis. Amine.

*« Soyons reconnaissants aux personnes qui nous donnent du bonheur ; elles sont les charmants jardiniers par qui nos âmes sont fleuries »
Marcel Proust.*

Introduction Générale

1. Contexte.....	12
2. Intérêt de la modélisation prospective	13
3. Organisation du document	14

CHAPITRE 1 :

Comment aborder la prospective énergétique pour l'industrie diffuse

1. Introduction : intérêt de la modélisation prospective	19
2. Le paysage énergétique et environnemental global.....	19
2.1. Le bilan énergétique.....	19
2.1.1. ...Au niveau mondial, une consommation en forte croissance.....	19
2.1.2. ...En Europe, une économie énergivore avec une dépendance énergétique de plus en plus croissante.....	23
2.2. La problématique mondiale du réchauffement climatique.....	26
2.3. Importance énergétique des secteurs économiques : le cas particulier de l'industrie diffuse dans l'industrie.....	27
2.3.1. De l'énergie primaire à l'énergie finale.	27
2.3.2. L'intensité énergétique : l'industrie, leader de la performance énergétique.....	30
2.3.3. Impact sur l'environnement.....	34
2.3.4. Conclusion.....	35
3. Les modèles pour les exercices de prospective.....	35
3.1. Modèles "Top-Down" (TD) et "Bottom-Up" (BU).....	35
3.1.1. Modèles Top-Down « TD ».....	37
3.1.2. Modèles Bottom-Up « BU ».....	38
3.1.3. Quel serait l'approche la plus adéquate aux enjeux énergétiques de l'industrie diffuse?	38
4. Le modèle TIMES industrie	40
4.1. La structure du modèles TIMES.....	42
4.1.1. Les entrées du modèle.....	42
4.1.1.1. La demande.....	43
4.1.1.2. L'offre	43

4.1.1.3.	Définition des politiques énergétiques	43
4.1.2.	Le système énergétique de référence (RES).....	44
4.1.3.	Les attributs de TIMES (paramètres).....	45
4.1.3.1.	Les paramètres associés aux technologies	45
4.1.3.2.	Les paramètres associés aux commodités.....	46
4.2.	Formulation mathématique du modèle TIMES industrie.....	46
4.2.1.	Les variables de décision.....	47
4.2.2.	La fonction-objectif de TIMES : coût total du système actualisé.....	48
4.2.3.	La définition des contraintes.....	49
5.	Conclusion	52
6.	Bibliographie	57

CHAPITRE 2 :

Méthodologie de modélisation pour l'industrie diffuse

1.	Introduction : l'industrie diffuse, un périmètre si diffus	64
2.	Segmentation de l'Industrie : des frontières floues... ..	65
2.1.	Le périmètre Industrie considéré... ..	65
2.1.1.	...Quelle nomenclature d'activités pour la segmentation.....	65
2.1.2.	...Cadrage au niveau sectoriel.	66
2.2.	Comment définir l'industrie diffuse dans ce périmètre Industrie?	68
2.2.1.	Définition des groupes homogènes de secteurs industriels	69
2.2.1.1	La Classification Ascendante Hiérarchique (CAH)	71
2.2.1.2	Validation des résultats – Confrontation avec la méthode K-means.....	73
2.2.2.	Définition des frontières de l'industrie diffuse dans l'Industrie.	74
3.	Structuration de l'industrie diffuse.....	76
3.1.	Hétérogénéité de l'industrie diffuse : une myriade d'opérations et de produits.....	77
3.1.1.	La disparité de la consommation énergétique.....	77
3.1.2.	Une myriade d'opérations et de produits.....	80
3.2.	Etablissement d'un modèle sectoriel de l'ID : une modélisation par usages.....	81
3.3.	Choix de l'indicateur de la demande : une caractérisation primordiale.....	83
3.3.1.	L'Indice de la Production Industrielle (IPI)	85
3.3.2.	Indicateur économique	89
3.3.3.	Conclusion.....	90
3.4.	L'effet de structure	90

3.4.1.	Méthodologie d'évaluation de l'effet de structure dans l'industrie	92
3.4.2.	Analyse de son impact dans l'évolution de la performance énergétique	93
3.4.3.	Conclusion.....	100
3.5.	Le choix du niveau de désagrégation : un compromis... ..	101
4.	Structure de l'industrie diffuse dans TIMES	102
4.1.	La modélisation des technologies de chaudières, turbines et cogénérations.....	103
4.1.1.	Méthode de prise en compte du paramètre pertes chaufferie dans chaque type de chaudière.	106
4.1.2.	Méthode attribution des paramètres (durée de vie, disponibilité) à chaque type de chaudière, turbine ou cogénération	106
4.2.	Les données : un point crucial dans la modélisation prospective.....	108
5.	Conclusion	109
6.	Bibliographie	113

CHAPITRE 3 :

Etude d'un cas: Les Pompes à Chaleur dans l'Agroalimentaire.

1.	Introduction.....	120
2.	Description des scénarii pour la démarche prospective.....	121
3.	Hypothèses de modélisation communes retenues	121
3.1.	Evolution de la demande dans l'agroalimentaire.....	121
3.2.	Scénarii de prix des énergies	124
3.3.	Optimisation des choix d'investissements énergétiques : quel taux d'actualisation choisir ? 126	
3.4.	Les autres hypothèses	129
4.	La pompe à chaleur industrielle (PAC)	131
4.1.	Schéma de principe d'une pompe à chaleur.....	132
4.2.	Caractéristiques des pompes à chaleur industrielles.....	134
4.2.1.	Intérêt économique.....	134
4.2.2.	Intérêt environnemental.....	136
4.3.	Hypothèses d'intégration des PACs dans le modèle TIMES	137
4.3.1.	Les tranches de températures et COP retenus.....	137
4.3.2.	Les coûts d'investissement retenus	138
5.	Résultats d'ensemble.....	138
5.1.	Impact de l'implantation des Pompes à Chaleur (PACs) dans l'agroalimentaire.....	138
5.1.1.	Profil d'évolution des consommations énergétiques.....	138

5.1.2.	Profil du potentiel de récupération de chaleur	142
5.1.2.1.	...dans l'industrie agroalimentaire au niveau global.....	142
5.1.2.2.	...au niveau désagrégé sectoriel.....	146
5.1.2.3.	La rentabilité des PACs	152
5.1.3.	Profil d'évolution des gisements d'économies en énergie	155
5.1.4.	Impact des PACs sur les émissions de CO ₂	158
5.1.5.	Conclusion.....	159
5.2.	Gisement supplémentaire atteignable avec les PACs grâce à certaines mesures de soutien	160
5.2.1.	Effet d'une valorisation des émissions de CO ₂	160
5.2.2.	Politique d'incitation dans le cadre de Certificats d'Economies d'Energie (CEE).....	165
5.3.	Analyse de sensibilité de notre modèle TIMES-industrie diffuse sur l'implantation des PACs dans l'agroalimentaire.....	172
5.3.1.	Influence du choix du taux d'actualisation.....	172
5.3.2.	Influence de l'évolution du prix du gaz naturel.....	180
5.3.3.	Influence du contenu carbone de l'électricité.....	184
6.	Conclusion	187
7.	Bibliographie	193

CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES

1.	Conclusion Générale	202
2.	Les limites du modèle et les perspectives de travaux futurs	203

LISTE DES FIGURES

Fig. 1 : Demande mondiale en énergie primaire par combustibles en 2008.....	20
Fig. 2 : Répartition géographique de la demande en énergie primaire totale en 2008.	21
Fig. 3 : Répartition géographique de la demande primaire par combustibles en 2008.	21
Fig. 4 : Répartition géographique des ressources et réserves de charbon dans le monde en 2008.	22
Fig. 5 : Intensité énergétique primaire du PIB (en tep/1000 \$) en Europe en 2007.....	23
Fig. 6 : Evolution du taux d'indépendance énergétique de 1990 à 2008 dans l'UE-15, UE-27 et en Europe.	24
Fig. 7 : Evolution du taux d'indépendance énergétique par pays en Europe en 2008.	25
Fig. 8 : Demande en énergie primaire par combustibles en 2008 dans l'Union Européenne (UE-27). .	25
Fig. 9 : Répartition géographique de la demande en énergie finale mondiale en 2008.....	27
Fig. 10 : Répartition de la demande d'énergie finale par secteur économique en Europe en 1990 et 2008.	28
Fig. 11 : Répartition de l'importance du secteur Industrie dans la consommation d'énergie finale et le PIB par pays en Europe en 2008.....	29
Fig. 12 : Répartition demande d'énergie finale par secteur économique en France en 1990 et 2008....	30
Fig. 13 : Importance de l'Industrie Diffuse dans l'industrie dans la consommation finale d'énergie et la valeur ajoutée totale en Europe en 2008.	31
Fig. 14 : Evolution de l'intensité énergétique finale de l'industrie en Europe.	32
Fig. 15 : Evolution des consommations d'énergie, de l'intensité énergétique et de la valeur ajoutée de l'industrie en France.	33
Fig. 16 : Evolution de la demande en énergie finale par type d'énergie de l'industrie en France.	34
Fig. 17 : Evolution des prix des énergies pour l'industrie en France.	34
Fig. 18 : Le champ pluridisciplinaire des modèles prospectives.	36
Fig. 19: Schema explicative des approches "Bottom-Up" et "Top-Down".....	36
Fig. 20 : Subdivision périodique dans le modèle TIMES	41
Fig. 21 : Exemple de représentation d'une technologie dans TIMES.....	42
Fig. 22 : Exemple d'un Système Energétique de Référence (RES).....	45

Fig. 23 : Pyramide sur le niveau de précision du système énergétique dans le modèle TIMES.....	45
Fig. 24 : Exemple d'un dendrogramme.....	70
Fig. 25 : Segmentation de notre périmètre industrie en France.	73
Fig. 26 : Intensité énergétique en fonction de la consommation énergétique par site de production. ...	75
Fig. 27 : Part du coût énergétique en fonction de l'intensité énergétique.	75
Fig. 28 : Part du coût énergétique en fonction de la consommation énergétique par site de production.	76
Fig. 29 : Synoptique de la consommation énergétique dans l'industrie diffuse.	77
Fig. 30 : Consommation énergétique totale des secteurs de l'industrie diffuse en 2006.	78
Fig. 31 : Profil de consommation par forme d'énergie dans l'industrie diffuse.	78
Fig. 32 : Répartition des combustibles sous chaudières et hors chaudière dans l'industrie diffuse.....	79
Fig. 33 : Synoptique du secteur de la transformation des fruits et légumes (NACE 1533).....	80
Fig. 34 : Synoptique du secteur de production de viandes de boucherie (NACE 1511).	80
Fig. 35 : Représentation schématique de la modélisation de l'industrie diffuse.....	81
Fig. 36 : La pyramide des indicateurs.	83
Fig. 37 : Représentation schématique de l'effet de structure.....	91
Fig. 38 : Décomposition de la performance énergétique globale de l'industrie diffuse en France.....	94
Fig. 39: Décomposition de l'impact de l'effet de structure en fonction du niveau de nomenclature....	94
Fig. 40: Représentation des contributions sectorielles à la performance énergétique globale de l'industrie diffuse entre 1996-1998.....	96
Fig. 41 : Evolution des prix des énergies (indice 1=1996).....	96
Fig. 42 : Evolution des investissements dans l'industrie manufacturière en France entre 1985-2005...	96
Fig. 43: Représentation des contributions sectorielles à la performance énergétique globale de l'industrie diffuse entre 1998-2000.....	98
Fig. 44: Représentation des contributions sectorielles à la performance énergétique globale de l'industrie diffuse entre 2000-2005.....	99
Fig. 45 : Regroupement sectoriel de l'industrie agroalimentaire.	102
Fig. 46 : Représentation schématique détaillée du RES des secteurs de l'industrie diffuse.....	103
Fig. 47 : Représentation d'une technologie de transformation (ici chaudière) selon le modèle TIMES.	105

Fig. 48 : Attribution paramètre âge à chaque type de technologie de chaudière, turbine et/ou cogénération.	107
Fig. 49 : Evolution de la demande de secteurs de l'agroalimentaire (NACE 151 à 156).....	122
Fig. 50 : Evolution de la demande des autres industries alimentaires (NACE 156-158).....	123
Fig. 51 : Evolution de la demande des secteurs de l'industrie des boissons (NACE 158-159).....	124
Fig. 52 : Scénario de prix des énergies de l'industrie agroalimentaire (€2005/kWh).....	126
Fig. 53 : Schéma simplifié des flux d'énergie dans l'usage air comprimé.....	130
Fig. 54 : Schéma de principe d'une pompe à chaleur.	133
Fig. 55 : Relation entre COP et TRI pour une pompe à chaleur avec un prix du combustible gaz à 30€/MWh.	136
Fig. 56 : Relation entre COP et TRI pour une pompe à chaleur avec un prix du combustible gaz à 60€/MWh	136
Fig. 57 : Evolution de la consommation énergétique finale dans l'agroalimentaire (TWh) {scénario tendanciel (Sc_REF) et scénario avec implantation PAC (Sc_PAC)}	139
Fig. 58 : Répartition du mix énergétique final à l'horizon 2020 dans l'industrie agroalimentaire.	141
Fig. 59 : Evolution des consommations énergétiques utiles dans l'agroalimentaire (TWh).	142
Fig. 60 : Evolution du potentiel économique de récupération de chaleur et de substitution des PACs dans l'industrie agroalimentaire.....	143
Fig. 61 : Importance des usages dans la consommation énergétique et les opportunités de récupération dans l'industrie agroalimentaire.....	144
Fig. 62 : Evolution taux de pénétration des PACs dans le gisement de chaleur récupérée par type d'usages dans l'industrie agroalimentaire.	144
Fig. 63 : Répartition de la consommation Sous Chaudière (SC) par type d'énergie dans l'industrie agroalimentaire.	145
Fig. 64 : Potentiel de récupération des PACs dans les sous secteurs de l'industrie agroalimentaire à l'horizon 2020.	146
Fig. 65 : Potentiel de récupération des PACs par type d'usage et par secteur à l'horizon 2020.....	147
Fig. 66 : Importance des usages dans la consommation d'énergie dans chacun des secteurs de l'industrie agroalimentaire.	148
Fig. 67 : Importance des usages dans les opportunités de récupération dans chacun des secteurs de l'industrie agroalimentaire	149
Fig. 68 : Potentiel économique de récupération et de substitution des PACs par secteur dans l'industrie agroalimentaire en 2020.	151

Fig. 69 : Répartition moyenne des besoins par tranche de température et par sous secteur dans l'industrie agroalimentaire.	153
Fig. 70 : Etude rentabilité PAC Haute température avec l'environnement économique existant en 2015 et 2020 dans l'industrie agroalimentaire.	154
Fig. 71 : Evolution des économies d'énergie dans la consommation des usages dans l'industrie agroalimentaire.....	155
Fig. 72 : Désagrégation des économies d'énergie par secteur à l'horizon 2020 dans l'industrie agroalimentaire.....	156
Fig. 73 : Evolution des gisements d'économies d'énergie sectoriels dans l'industrie agroalimentaire.	157
Fig. 74 : Evolution du gisement annuel par rapport au gisement d'économie d'énergie totale observée dans l'industrie agroalimentaire.....	157
Fig. 75 : Effet de la pénétration des PACs sur les émissions de CO ₂ de l'industrie agroalimentaire. .	159
Fig. 76 : Scénarii de valorisations de CO ₂ considérée dans l'industrie agroalimentaire (ETS et Valeur tutélaire).	161
Fig. 77 : Impact de la valorisation du CO ₂ sur la consommation d'énergie finale et les émissions de l'industrie agroalimentaire.	162
Fig. 78 : Evolution des gisements d'économies d'énergie par type de scénario.....	163
Fig. 79 : Impact valorisation du CO ₂ sur le potentiel économique de récupération et de substitution des PACs dans l'industrie agroalimentaire.....	163
Fig. 80 : Impact de la prime sur l'investissement des PACs sur le gain supplémentaire d'économies d'énergie dans l'agroalimentaire à l'horizon 2020.	166
Fig. 81 : Evolution des gains supplémentaire d'économies et leurs coûts pour chaque niveau de prime dans l'agroalimentaire à l'horizon 2020.....	166
Fig. 82 : Evolution coût marginal de réduction des émissions de CO ₂ avec la prime d'acquisition des PACs dans l'agroalimentaire à l'horizon 2020.....	167
Fig. 83 : Désagrégation de l'impact de la prime sur l'investissement des PACs sur le gain supplémentaire d'économies d'énergie par sous-secteur par rapport au scénario Sc_PAC en 2020...	169
Fig. 84 : Evolution du coût des gisements supplémentaires d'économies d'énergie par sous secteur en 2020.	172
Fig. 85 : Impact du taux d'actualisation sur la consommation énergétique finale du Lait (NACE 155).	173
Fig. 86 : Impact du taux d'actualisation sur la consommation sous chaudière et les PACs dans le secteur laitier (NACE 155).....	174

Fig. 87 : Impact du taux d'actualisation sur la consommation énergétique finale du Sucre (NACE 1583).	175
Fig. 88 : Impact du taux d'actualisation sur la consommation sous chaudière et les PACs dans le secteur sucre (NACE 1583).	176
Fig. 89 : Impact du taux d'actualisation sur la consommation énergétique finale du Soldes IAA.	176
Fig. 90 : Impact du taux d'actualisation sur la consommation sous chaudière et les PACs dans le Soldes IAA.	178
Fig. 91 : Impact du taux d'actualisation sur les gisements d'économies d'énergie utile et les émissions de CO ₂ dans l'agroalimentaire.	179
Fig. 92 : Evolution du potentiel de récupération et de production des PACs en fonction du taux d'actualisation.	179
Fig. 93 : Evolution du mix des achats énergétiques dans le secteur laitier (NACE 155).	181
Fig. 94 : Evolution du mix des achats énergétiques dans le secteur du sucre (NACE 1583).	181
Fig. 95 : Evolution du mix des achats énergétiques dans le Soldes IAA.	182
Fig. 96 : Evolution des productions de chaleur des PACs par tranche de température et par niveau de prix du gaz naturel.	183
Fig. 97 : Evolution de la pénétration des PACs par niveau de température en fonction du contenu CO ₂ du kWh électrique.	184
Fig. 98 : Evolution prix gaz naturel/électricité et réduction de la pénétration des PACs en fonction du niveau de la taxation des émissions de CO ₂ par niveau carbone du kWh électrique.	185
Fig. 99 : Evolution des émissions de CO ₂ en fonction du contenu carbone électrique.	186

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Importations de pétrole brut de l'Union Européenne en 2008 par pays ou zone géographique d'origine (Millions de tonnes).	26
Tableau 2: Tableau récapitulatif	39
Tableau 3 : Exemple d'une partie de la division 15 (Industries agro-alimentaires).....	66
Tableau 4 : Cadrage sectoriel périmètre Industrie SESSI.	67
Tableau 5 : Cadrage sectoriel du périmètre Industrie pour la thèse.	67
Tableau 6 : Caractéristiques du premier groupe.	72
Tableau 7: Caractéristiques du deuxième groupe.	72
Tableau 8: Caractéristiques du troisième groupe.	72
Tableau 9 : Comparaison croisée des résultats de la CAH et des <i>K-means</i>	74
Tableau 10 : Evolution des IPI secteur agrégé et sous secteurs dans l'industrie des fruits et légumes (case noir=non renseigné).	88
Tableau 11 : Evolution du poids énergétique de l'industrie des fruits et légumes dans l'IAA.	88
Tableau 12 : Taux de croissance annuel de la consommation énergétique dans l'industrie des fruits et légumes.	88
Tableau 13 : Taux de croissance annuel de la VA dans l'industrie des fruits et légumes.	88
Tableau 14 : Répartition des données fines sur les technologies de transformation du CEREN.....	104
Tableau 15 : La répartition de chaque paramètre dans les données fines sur les technologies de transformation du CEREN.	105
Tableau 16 : Les facteurs d'émissions de CO ₂ par type de combustibles.	129
Tableau 17 : Contenu carbone du MWh électrique pour quelques pays.	130
Tableau 18 : Correspondance des COP en fonction des tranches de températures considérées dans l'industrie agroalimentaire.	137
Tableau 19 : Tableau récapitulatif des coûts d'investissements retenus par tranche de température des PACs.	138
Tableau 20 : Taux de pénétration par tranche de température des PACs dans l'industrie agroalimentaire à l'horizon 2020.	152

INTRODUCTION GENERALE

1. Contexte

«...la prospérité future de l'humanité dépend de l'efficacité avec laquelle nous nous attaquons aux deux défis énergétiques essentiels auxquels nous sommes aujourd'hui confrontés : assurer des approvisionnements énergétiques fiables à des prix raisonnables, et accomplir une transformation rapide du système d'approvisionnement afin qu'il devienne sobre en carbone, efficient et respectueux de l'environnement » [AIE (WEO), 2008].

L'énergie tient un rôle important dans l'économie européenne et reste l'un des principaux sujets de préoccupation de ce XXI^{ème} siècle. On constate de toute évidence que les tendances actuelles de l'offre et de la consommation ne sont guère adéquates pour l'environnement, l'économie ou le social. Selon le GIEC¹, compte tenu des évolutions actuelles, une réduction du carbone des sources d'énergie est nécessaire à terme du fait de la croissance inexorable des émissions de gaz à effet de serre (GES) [GIEC, 2007]. Et cela, afin d'éviter les conséquences catastrophiques (hausse des températures moyennes de l'atmosphère et de l'océan, une fonte massive de la neige et de la glace et une élévation du niveau de la mer) dues aux divers dérèglements climatiques engendrés par ces dernières. Par ailleurs, le Sommet de Copenhague (15^{ème} Conférence des Parties ou COP 15) sur la lutte contre le changement climatique montre bien que l'Union Européenne (UE) essaye d'emprunter une trajectoire énergétique véritablement durable. Un développement qui permettrait de répondre aux besoins du présent sans compromettre la capacité des générations futures à satisfaire leurs propres besoins [WCED, 1987].

En dépit de l'augmentation des investissements dans la R&D pour l'utilisation des ressources d'énergie renouvelables et des technologies propres, la demande énergétique de l'UE sera probablement dominée encore par les combustibles fossiles, pétrole, charbon et gaz naturel, pendant de nombreuses années. Les incertitudes qui subsistent sur les sources² qui fourniront ces énergies fossiles nécessaires pour répondre à la demande croissante, ainsi que sur leurs coûts de production et sur leurs prix de consommation, sont très élevées et n'ont peut-être jamais été ressenties aussi fortement (l'envolée des prix de ces dernières années couplée à leurs très fortes volatilités). Cela pointe du doigt la vulnérabilité de l'UE sur la question énergétique. La dépendance énergétique totale de l'UE-25 passera de 56% (respectivement 82% et 62% pour le pétrole et le gaz naturel) en 2006 à 65% (93% pour le pétrole et 84% pour le gaz naturel) en 2030. [Percebois, 2006], [Percebois, 2007], [COM(769 final), 2000] [COM(105 final), 2006].

Le système énergétique se trouve à la croisée des chemins et l'Union Européenne doit définir, avec la pression environnementale croissante, une stratégie énergétique en trouvant un équilibre entre développement durable, compétitivité et sécurité d'approvisionnement impliquant l'ensemble des secteurs économiques. L'on constate dans ce cadre l'adoption par l'UE en 2008 d'un plan d'action appelé paquet Energie-Climat définissant une politique européenne commune de l'énergie et la lutte contre le phénomène du changement climatique³. Les enjeux de ce plan sont ainsi d'une part, d'ordre climatique en portant à 1/5^{ième} de la consommation énergétique la part des énergies renouvelables. D'autre part,

¹ Groupe Intergouvernemental des Experts sur le Climat (*Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)* en anglais)

² La concentration de la plupart des réserves d'énergies fossiles dans des régions politiquement et économiquement instables constitue une menace potentielle pour la sécurité de l'approvisionnement de l'Union Européenne.

³ Les objectifs de ce plan dits des « 3x20 » que s'est fixée l'Union Européenne d'ici 2020 sont les suivants :

- Diminution de 20% des émissions de gaz à effet de serre,
- Réduction de 20% de la consommation énergétique,
- Augmentation à 20% de la part des énergies renouvelables par rapport au niveau de 1990.

d'ordre économique en essayant de mettre en place un nouveau modèle de croissance plus sobre en carbone. Et enfin d'ordre symbolique en donnant l'exemple afin d'avoir un impact plus conséquent dans les négociations internationales sur le climat. Ainsi, la France, dans sa loi de Programme fixant les Orientations de la Politique Énergétique (dite loi POPE), s'est donnée un objectif chiffré ambitieux d'une division par 4 des émissions d'ici 2050 en soutien à l'objectif international sur les émissions mondiales de gaz à effet de serre.

2. Intérêt de la modélisation prospective

« L'action sans but n'a pas de sens et l'anticipation suscite l'action. » [Godet, 1999]

Dans une vision à long terme, la maîtrise du risque climatique nécessitera très vraisemblablement une remise en cause profonde de bon nombre de nos pratiques actuelles [Syrota et al, 2008]. Néanmoins, les appréciations des conséquences et impacts des choix stratégiques s'avèrent très difficiles par « dire d'experts » face à un contexte énergétique et environnemental de plus en plus complexe. Dans ce monde d'incertitude, l'on perçoit bien toute l'importance de se doter d'outils normatifs performants pour faire face à ces différentes contraintes (quotas d'émissions, raréfaction des ressources...). Il devient donc nécessaire de s'appuyer sur une analyse prospective dans une vision à moyen/long terme où des ruptures fortes avec le passé sont envisageables.

Ainsi, on l'a compris, l'exercice de prospective s'avère être un outil précieux. Et pour reprendre la formule de la Charte de la Chaire de Modélisation Prospective⁴, il va permettre aux décideurs d'explorer les futurs possibles et éclairer pour demain les conséquences des décisions et des choix d'aujourd'hui. En d'autres termes comme le stipule Michel Godet, la stratégie appelle la prospective ne serait-ce que pour éclairer les choix qui engagent l'avenir.

Les exercices de prospective énergétique s'appuient sur différents types de modèles dont la fonction et les niveaux d'agrégation sont très différents selon leur usage. Plusieurs travaux sur la modélisation prospective ont été déjà menés sur toute ou une partie de l'économie (secteur production électrique, secteur industriel, secteur résidentiel et transports...) pour la France et/ou d'autres pays [Assoumou, 2006] [DGEMP, 2006] [Syrota et al, 2008] [Djemaa, 2009] [AIE(WEO), 2010] [Cayla, 2011]. Le travail réalisé dans le cadre de cette thèse porte sur le développement d'une modélisation de type TIMES pour la prospective énergétique du secteur industriel en France à l'horizon 2020. Ce secteur industriel peut se subdiviser en deux grandes familles, d'un côté les Industries Grandes Consommatrices d'Énergie (IGCE) et de l'autre, les Industries Faiblement Consommatrices d'Énergie qu'on nommera Industrie Diffuse (ID) telles que les secteurs du textile, construction mécanique, chimie fine, une partie des industries agroalimentaires etc.

La famille « Industrie Diffuse » (ID) ou industrie faiblement consommatrice d'énergie, a tendance à peser de plus en plus lourd dans la consommation énergétique globale du secteur industriel dans les pays développés, autant du fait de son développement propre que de celui de la désindustrialisation de ces pays. Par exemple, en France, elle représente globalement environ 45% de la consommation totale d'énergie en 2008 alors qu'elle n'était que de 31% quinze ans auparavant en se basant sur les données d'EUROSTAT et d'ENERVISION⁵. A la fois du côté de l'électricité et de celui du gaz, on constate

⁴ La Chaire de Modélisation Prospective est un centre de ressources et de modélisation prospective au service du développement durable. Elle résulte de la collaboration de deux équipes Paristech à savoir le **CMA** (Ecole des Mines de Paris) et le **CIRED** (Ecole des Ponts et Chaussées-AgroParisTech).
<http://www.modelisation-prospective.org/index.html>

⁵ Base de données interne à EDF R&D conçue par les départements EPI (Eco-Efficacité des Procédés Industriels) et ICAME (Innovation Commerciale, Analyse des Marchés et de leur Environnement). Le cœur des données exploitées est issu de la

une augmentation du poids dans leur consommation respectivement d'environ 45% à environ 55% et d'environ 40 à 45% entre 1993 et 2005. Ainsi, l'Industrie Diffuse constitue un potentiel important de gisements techniques d'économie d'énergie.

Dans le cadre du mécanisme des CEE (Certificats d'Economies d'Energie), les opérateurs énergétiques tels qu'EDF ou GDF-SUEZ par exemple ont l'obligation de réaliser un certain volume d'économies d'énergie par période de 3 ans. La non-atteinte de ces objectifs est synonyme de pénalités. Afin d'éviter tout double comptage avec l'ETS Européen (Emission Trading Scheme ou mécanisme d'échange de quotas d'émissions de CO₂), les CEE ne peuvent être obtenus sur des sites du PNAQ (plan national d'allocation de quotas) qui sont généralement des industries Grandes Consommatrices d'Energie (IGCE). L'Industrie Diffuse devient ainsi une cible prioritaire pour EDF d'autant plus que force est de constater que ses secteurs ont peu été traités dans les analyses énergétiques malgré le nombre considérable d'articles et de livres sur l'énergie et l'intérêt des politiques en matière d'efficacité énergétique.

Cela requiert donc pour EDF une analyse très désagrégée de cette industrie c'est-à-dire jusqu'au niveau des procédés et/ou usages énergétiques. Ainsi on voit aisément que l'approche « Bottom-Up » est la plus adéquate car elle mettra ainsi en évidence des pistes d'économies d'énergie dans l'ID et les conditions d'accessibilité à ces gisements d'efficacité énergétique (rentables) en intégrant une dimension économique. Les modèles sectoriels « Bottom-Up » sont appréciés pour permettre de tracer une image technique cohérente des systèmes énergétiques offre et demande en fonction d'hypothèses exogènes sur le progrès technique.

3. Organisation du document

En premier lieu, nous présentons la trajectoire prise par l'UE face aux conséquences du dérèglement climatique et l'évolution croissante de sa dépendance en énergie vue sa situation énergétique vis à vis du reste du Monde. Une analyse du positionnement énergétique de l'industrie et plus précisément de l'industrie diffuse qui regroupe tous les secteurs de l'industrie hors industrie de base, permettra de mettre en exergue l'importance de ce secteur de l'économie. Ensuite, l'analyse comparative effectuée sur les différents types d'approches existants permet de mettre en lumière notre choix de l'approche et de l'outil de prospective énergétique les mieux adaptés aux enjeux énergétiques du secteur de l'industrie diffuse. Le chapitre 2 expose et décrit les particularités et les choix engagés dans la construction d'un modèle à des niveaux détaillés des secteurs de l'industrie diffuse pour une analyse pertinente des résultats. Cette finesse de désagrégation considérée met en exergue toute l'importance de la donnée et sa disponibilité et oriente évidemment certains choix de modélisation. Enfin, le chapitre 3 aborde les différents scénarii énergétiques définis ainsi que les hypothèses de modélisation retenues. A travers l'analyse des résultats, il se penche notamment sur l'étendue des potentialités du modèle TIMES-ID dans une analyse des conséquences énergétiques et environnementales de politiques de Maîtrise de l'Energie (MDE) à un niveau industriel très désagrégé et d'aide à la décision d'investissements à l'horizon 2020.

capitalisation d'enquêtes sur l'utilisation des énergies sur les sites industriels réalisée par le CEREN. La base est ainsi construite à partir d'environ 300 000 données disponibles issues des sources : CEREN, SESSI, AGRESTE, INSEE, EUROSTAT, ... La base ENERVISION permet de croiser de façon exhaustive et cohérente des données sectorielles pour différents niveaux de nomenclature par énergies, par opération (usages) et par années [Berthou et al, 2009].

Bibliographie

[AIE (WEO), 2008]

Agence Internationale de l'Énergie, *World Energy Outlook 2009*, IEA publications, 2009

[AIE(WEO), 2010]

Agence Internationale de l'Énergie, *World Energy Outlook 2010*, IEA publications, 2010.

[Assoumou, 2006]

E. Assoumou, *Modélisation MARKAL pour la planification énergétique long-terme dans le contexte français*, Ecole des Mines de Paris (Thèse), 2006.

[Berthou et al, 2009]

Marc Berthou, Jean-Marc Lauruol, Yves Mourlin, *ENERVISION INDUSTRIE -cartographie du tissu industriel français : description technique*, EDF R&D, Département Eco-efficacité et procédés Industriels (EPI) Expertise clients et secteurs industriels, Décembre 2009.

[Cayla, 2011]

J-M. Cayla, *Les menages sous la contrainte carbone : Exercice de modélisation prospective des secteurs résidentiel et transports avec TIMES*, Ecole des Mines de Paris (Thèse), 2011.

[COM(769 final), 2000]

Commission des Communautés Européennes n° COM (2000) 769 final, *Livre vert - Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique*, Novembre 2000.

[COM(105 final), 2006]

Commission des Communautés Européennes n° COM (2006) 105 final, *Livre vert - Une stratégie européenne pour une énergie sûre, compétitive et durable*, Mars 2006.

[DGEMP, 2006]

DGEMP, *Groupe « Facteur 4 »*, Version 2.9, Juin 2006.

[Djemaa, 2009]

A. Djemaa, *Modélisation Bottom-Up, un outil d'aide à la décision long terme pour les mesures politiques en matière d'énergie et d'environnement - Le modèle TIMES appliqué aux industries grandes consommatrices d'énergie (IGCE)*, Ecole des Mines de Paris (Thèse), 2009.

[Finon, 2003]

D. Finon, *Prospective énergétique et modélisation : Identification de pistes de progression méthodologique*, Note au Conseil Scientifique de l'Institut Français de l'Énergie, Juin 2003.

[GIEC, 2007]

Groupe Intergouvernemental des Experts sur le Climat (GIEC), *Bilan 2007 des changements climatiques*, 2007.

[Godet, 1999]

M. Godet, *De la rigueur pour une indisciplinisme intellectuelle*, Assises de la Prospective, Futuribles International, Université Paris-Dauphine, Décembre 1999.

[Godet et Durance, 2011]

M. Godet, P. Durance, *La prospective énergétique : pour les entreprises et les territoires*, Editions DUNOD, 2011.

[Percebois, 2006]

J. Percebois, *Dépendance et vulnérabilité : deux façons connexes mais différentes d'aborder les risques énergétiques*, Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie (CREDEN), Cahier N° 06.03.64, Mars 2006.

[Percebois, 2007]

J. Percebois, *Les perspectives d'approvisionnement de l'Europe en Gaz Naturel*, Séminaire International France-Amérique Latine et Caraïbes, Géopolitique, sécurité et durabilité : transition vers un nouvel ordre énergétique mondial, Santiago (Chili), Novembre 2007.

[Syrota et al, 2008]

J. Syrota, J. Bergougnoux, T. Tuot et P. Hirtzman, *Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050*, Rapport de la commission Energie, Centre d'Analyse Stratégique (CAS), n°12, Volume 1, 2008.

[WCED, 1987].

World Commission on Environment and Development (WCED), *Our common future*, Oxford University Press, 1987.

CHAPITRE I

COMMENT ABORDER LA PROSPECTIVE ENERGETIQUE POUR L'INDUSTRIE DIFFUSE

TABLE DES MATIERES

1. Introduction : intérêt de la modélisation prospective	19
2. Le paysage énergétique et environnemental global.....	19
2.1. Le bilan énergétique.....	19
2.1.1. ...Au niveau mondial, une consommation en forte croissance.....	19
2.1.2. ...En Europe, une économie énergivore avec une dépendance énergétique de plus en plus croissante.....	23
2.2. La problématique mondiale du réchauffement climatique.....	26
2.3. Importance énergétique des secteurs économiques : le cas particulier de l'industrie diffuse dans l'industrie.....	27
2.3.1. De l'énergie primaire à l'énergie finale.....	27
2.3.2. L'intensité énergétique : l'industrie, leader de la performance énergétique.....	30
2.3.3. Impact sur l'environnement.....	34
2.3.4. Conclusion.....	35
3. Les modèles pour les exercices de prospective.....	35
3.1. Modèles "Top-Down" (TD) et "Bottom-Up" (BU).....	35
3.1.1. Modèles TD.....	37
3.1.2. Modèles BU.....	38
3.1.3. Quel serait l'approche la plus adéquate aux enjeux énergétiques de l'industrie diffuse?	38
4. Le modèle TIMES industrie	40
4.1. La structure du modèles TIMES.....	42
4.1.1. Les entrées du modèle.....	42
4.1.1.1. La demande.....	43
4.1.1.2. L'offre	43
4.1.1.3. Définition des politiques énergétiques	43
4.1.2. Le système énergétique de référence (RES).....	44
4.1.3. Les attributs de TIMES (paramètres).....	45
4.1.3.1. Les paramètres associés aux technologies	45
4.1.3.2. Les paramètres associés aux commodités.....	46
4.2. Formulation mathématique du modèle TIMES industrie.....	46
4.2.1. Les variables de décision.....	47
4.2.2. La fonction-objectif de TIMES : coût total du système actualisé.....	48
4.2.3. La définition des contraintes.....	49
5. Conclusion	52
6. Bibliographie	57

1. Introduction : intérêt de la modélisation prospective

« *Savoir c'est prévoir et prévoir c'est pouvoir* ». Auguste Comte

Pour reprendre Claude Mandil, le paysage énergétique mondial fait face à trois crises : une crise de l'approvisionnement tout d'abord, une crise climatique ensuite et enfin une crise économique. Cette crise économique a jeté dans la tourmente les marchés énergétiques avec la forte augmentation et la volatilité des prix des énergies contribuant fortement au ralentissement des activités dans le monde. Ainsi l'évolution des perspectives énergétiques dans le futur, dépendra fortement du rythme de la reprise économique. Et comme le rappelle aussi le World Energy Outlook 2010, ce sont les gouvernements et leurs réponses au double défi du changement climatique et la sécurité énergétique qui façonneront l'avenir de l'énergie à plus long terme. Nous constatons donc que les incertitudes auxquelles le monde de l'énergie est confronté, sont sans précédent. C'est pourquoi, avec la croissance des incertitudes, les experts s'accordent à dire que les prévisions énergétiques s'avèrent très difficiles, pénalisant ainsi l'investissement.

Dans ce monde d'incertitude on perçoit bien toute l'importance de la modélisation prospective. Il s'agit via les outils et méthodologies prospectives d'appréhender cette incertitude qui est la marque de l'avenir. La modélisation prospective est ainsi, selon Gaston Berger⁶, une réflexion pour éclairer l'action présente à la lumière des futurs possibles et souhaités [Godet et Durance, 2011].

Il existe de nombreux et différents types de modèles sur lesquels s'appuient les exercices de prospective. Leurs fonction et niveau d'agrégation peuvent être très différents selon leur usage d'une part, et d'autre part on peut constater une disparité au niveau des résultats. Ainsi, nous devons faire face à la question cruciale et délicate qui est de choisir le modèle qui serait le plus adéquat pour répondre à des questions précises.

Dans ce chapitre, nous présentons dans la première partie, la trajectoire prise par l'UE face aux conséquences du dérèglement climatique et l'évolution croissante de sa dépendance en énergie vu sa situation énergétique vis à vis du reste du Monde. Une analyse du positionnement énergétique de l'industrie et plus précisément de l'industrie diffuse qui regroupe tous les secteurs de l'industrie hors industrie de base ou Industries Grandes Consommatrices d'Énergie (IGCE), permettra de mettre en exergue l'importance de ce secteur de l'économie dans la seconde partie. Ensuite, une classification et une description des différents types d'approches utilisées à des fins de prospective énergétique. Les points forts et faibles de chacune de ces approches seront mis en regard afin de guider notre choix de l'approche la mieux adaptée aux enjeux énergétiques du secteur de l'industrie diffuse. Enfin, nous terminerons dans la troisième et dernière partie, par la présentation de l'outil de prospective énergétique choisi (ses attributs et équations) pour la suite des analyses de l'industrie diffuse.

2. Le paysage énergétique et environnemental global

2.1. Le bilan énergétique...

2.1.1. ...Au niveau mondial, une consommation en forte croissance.

⁶ Philosophe et Administrateur français (1896-1960) perçu comme le fondateur du mouvement « Prospective ».

On constate, d'après le World Energy Outlook 2010, qu'on est face à un monde énergétique en forte croissance depuis 2000. En effet, la demande mondiale en énergie primaire a atteint 12,3 GTep⁷ en 2008 avec un taux de croissance annuel moyen de +2,6% depuis 2000⁸. Les scénarii de projection de l'AIE⁹ montrent qu'il devrait avoir néanmoins un ralentissement de cette croissance énergétique à 1,4% par an entre 2008-2020 (avec la reprise économique suite à la crise) et de 0,9% par an sur la période 2020-2035 suite aux effets de la lutte contre le changement climatique et des politiques de sécurisation de l'approvisionnement.

Les combustibles fossiles restent les sources dominantes de l'énergie primaire mondiale, comptant pour environ 86% de l'augmentation totale de la demande énergétique entre 2000 et 2008. Leurs parts dans la demande mondiale est de 81% en 2008, connaissant une augmentation de l'ordre de 1% par rapport à 2000 alors qu'une baisse de 4% était observée entre 1980 et 2000 (Cf. Fig. 1). Les énergies renouvelables hors hydraulique et biomasse (« autres renouvelables » englobant la géothermie, le solaire, l'éolien, énergie marine) connaissent la plus forte croissance (+6,2% par an) entre 2000 et 2008. Le taux de croissance annuel du charbon est aussi important de l'ordre de 4,7%, suivi du gaz naturel et l'hydraulique respectivement 2,8% par an et 2,6% par an) alors que celui du pétrole est de 1,3% par an.

Réalisé à partir de World Energy Outlook 2010

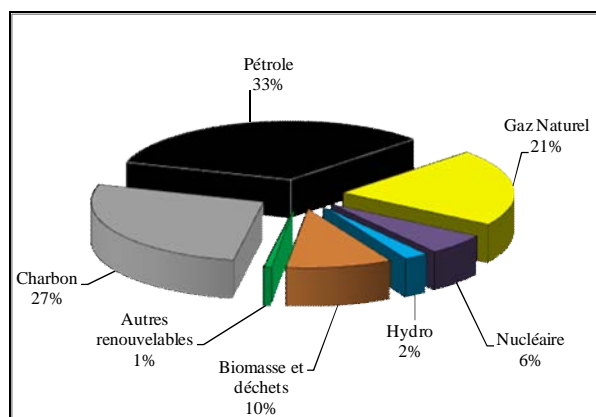


Fig. 1 : Demande mondiale en énergie primaire par combustibles en 2008.

En raison des caractéristiques écologiques et pratiques, et la mise en place de politiques de déploiement de technologies de moins en moins polluantes, la croissance du gaz naturel devrait connaître une plus forte progression face aux autres combustibles. L'augmentation de la demande en énergie primaire constatée sur la période 2000-2008, provient essentiellement des pays non membres de l'OCDE¹⁰ (la Chine et l'Inde représentant à eux seuls environ 65% de cette augmentation) qui deviennent collectivement d'ailleurs les plus gros consommateurs d'énergie¹¹ avec un poids d'environ 55%. Et cela s'explique par l'explosion de la demande de la Chine (qui a quasiment doublé entre 2000-2008) et de l'Inde. Dans la Fig. 2 où nous représentons la répartition géographique de la demande en énergie primaire, nous constatons que l'Europe pointe à la troisième place avec 15% derrière l'Amérique du Nord (23%) et la région Asie et Océanie (37% soit respectivement 29,7% et 7,3%).

⁷ Giga Tonnes équivalent pétrole ou 10⁹ Tep

⁸ En comparaison, le taux de croissance annuel moyen de la demande énergétique primaire était de 1.6% entre 1980 et 2000.

⁹ Agence Internationale de l'Energie.

¹⁰ OCDE : Organisation de Coopération et de Développement Economiques.

¹¹ En 2000, ce sont les pays membres de l'OCDE qui étaient les plus gros consommateurs avec une part de 52.4%

Réalisé à partir de World Energy Outlook 2010

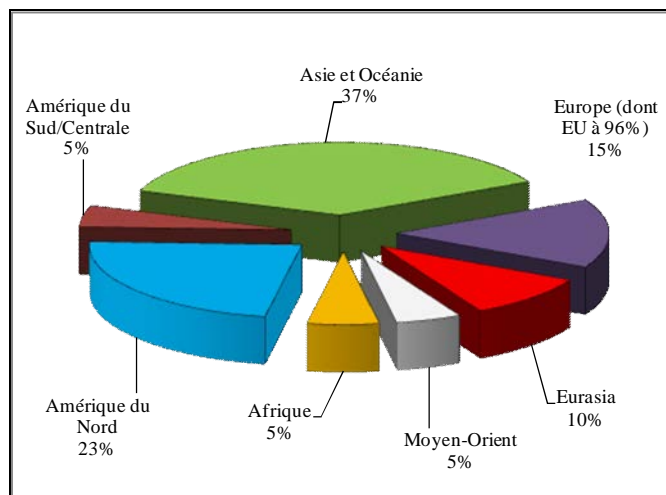


Fig. 2 : Répartition géographique de la demande en énergie primaire totale en 2008.

La région Asie/Océanie consomme environ les deux tiers de la demande mondiale en charbon en 2008 (Cf. Fig. 3). La Chine et l'Inde, à elles seules, comptent pour environ 55% de la demande mondiale alors qu'elle ne comptait que 1/5^{ème} en 1980.

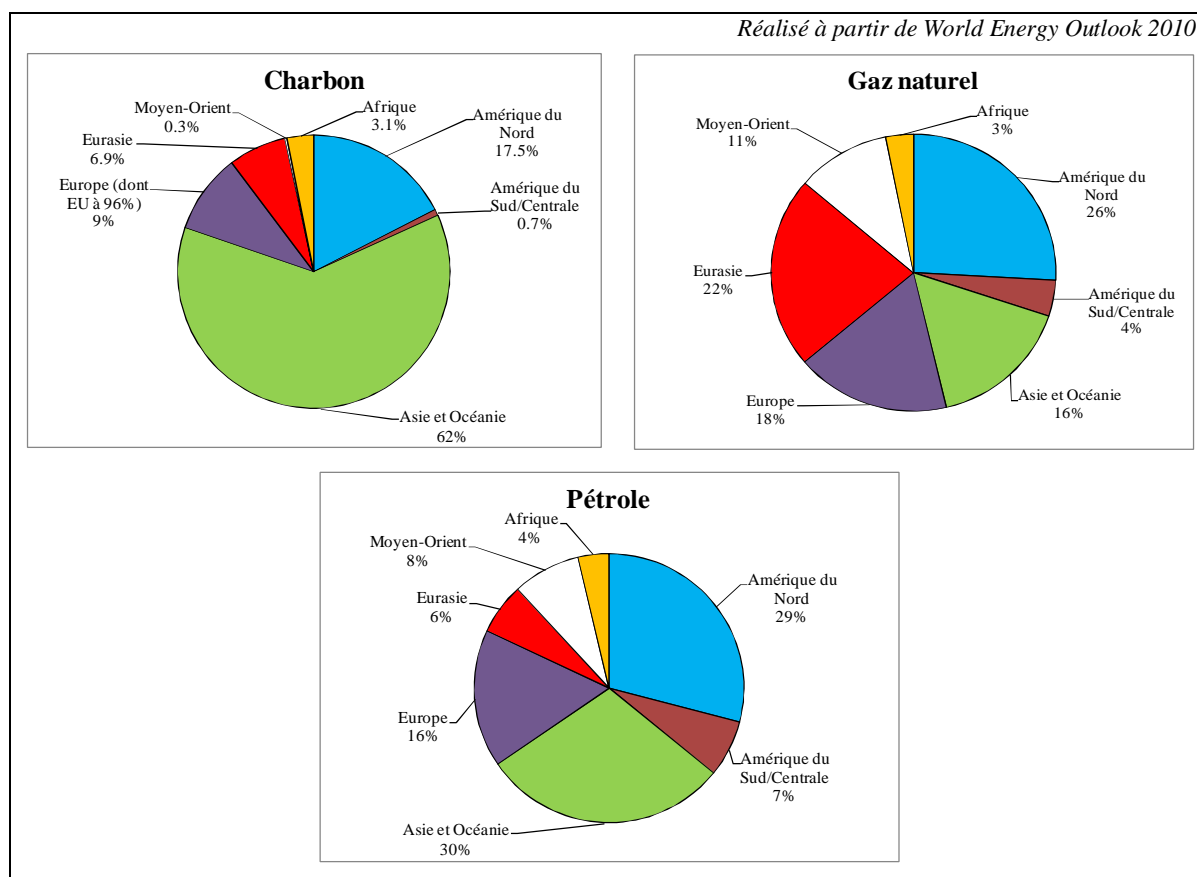


Fig. 3 : Répartition géographique de la demande primaire par combustibles en 2008.

La demande en charbon de la Chine a plus que doublé entre 2000 et 2008 alors que l'on constate une augmentation de moitié pour l'Inde. Ce qui s'explique par une forte expansion économique et une urbanisation accrue, aussi bien que par la disponibilité des ressources de charbon. Pour le pétrole, ce sont l'Amérique du Nord et la région Asie/Océanie qui sont les plus grands consommateurs avec envi-

ron 60% de la demande mondiale. Alors que pour le gaz naturel, ce sont l'Amérique du Nord et l'Eurasie qui consomment le plus avec environ 50% de la demande énergétique mondiale. La Chine et l'Inde, comme on a pu le constater dans les paragraphes précédents, seront les fers de lance de la croissance énergétique d'ici à 2030.

Cette croissance de la demande énergétique focalise l'attention sur la disponibilité à long-terme des ressources énergétiques, et aussi sur le potentiel de l'utilisation à court-terme de ces ressources en tant qu'« arme » politique sur la scène mondiale. Les réserves de gaz et de pétrole sont concentrées dans des pays et régions qui sont pour la plupart instables au niveau politique et économique. Il y a ainsi une croissante perception de vulnérabilité énergétique, particulièrement parmi les gouvernements de la plupart des pays grands consommateurs d'énergie. Pour le gaz naturel, les réserves prouvées restantes s'élèvent à environ 184 Tm³ à la fin 2008, équivalent donc à environ 60 ans de production actuelle. 56% de ces réserves est réparti sur 25 gisements, et est détenu par trois pays, la Russie, l'Iran et le Qatar.

Source [BGR, 2009]

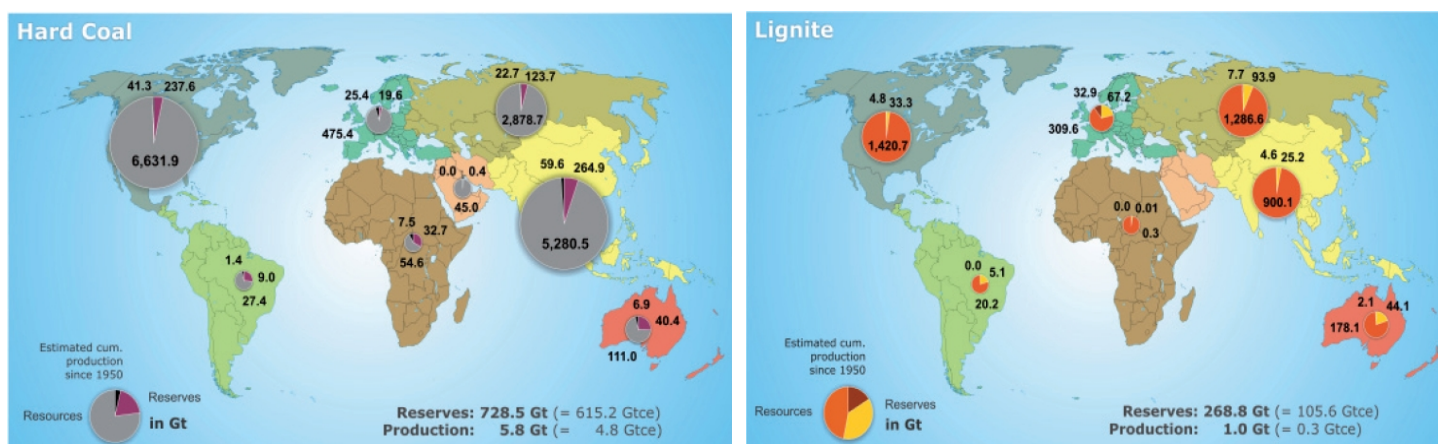


Fig. 4 : Répartition géographique des ressources¹² et réserves de charbon dans le monde en 2008.

L'AIE estime les ressources récupérables de gaz naturel à environ 800 Tm³ en tenant compte des ressources économiquement exploitables aujourd'hui¹³. En ce qui concerne le pétrole, les estimations des réserves prouvées restantes sont estimées entre 1300 et 1500 milliards de barils¹⁴, soit une durée d'approvisionnement comprise entre 40 et 50 ans compte tenu du rythme de consommation actuel. La distribution des réserves est très hétérogène, 64% des réserves sont situées au Moyen-Orient, plus précisément dans la région du Golf persique. Selon les estimations de l'AIE, les ressources ultimes récupérables de pétrole¹⁵ conventionnel seraient de l'ordre de 2500 milliards de barils (entre 2000 et 3000 milliard de barils pour le pétrole non-conventionnel qui soit économiquement accessible) sachant qu'on a extrait un peu plus du tiers à ce jour.

¹² « Ressources » correspond à la quantité prouvée mais pas encore économiquement exploitable ou simplement estimée pour des raisons géologiques.

¹³ Dans cette valeur, il est considéré que les ressources de gaz non conventionnel ont un poids d'environ 45% de ce total.

¹⁴ Cette valeur prend notamment en compte environ 200 milliards de barils de pétrole non conventionnel [AIE(WEO), 2008].

¹⁵ Elles comprennent les réserves prouvées restantes et probables des champs découverts, les accroissements de réserves et le pétrole restant à découvrir.

Contrairement au pétrole, les réserves de charbon sont moins concentrées dans certaines régions comme les hydrocarbures (Cf. Fig. 4). A la fin de l'année 2008, on estime à environ 997 Gt (728 Gt de Houille et environ 269 Gt de lignite) les réserves mondiales de charbon [BGR, 2009].

Voyons maintenant plus en détail le cas de l'Europe.

2.1.2. ...En Europe¹⁶, une économie énergivore avec une dépendance énergétique de plus en plus croissante.

L'Europe est un acteur important sur le marché énergétique international. L'analyse de l'indicateur « intensité énergétique primaire (IEP) du PIB » permet de mettre en exergue le niveau de consommation d'énergie nécessaire pour générer une certaine quantité de richesse d'un pays. On constate que l'intensité énergétique varie fortement dans le temps et dans l'espace ce qui s'explique tant par la structure des consommations d'énergie que par celle du PIB. Un PIB à fort contenu industriel consommera plus d'énergie qu'un PIB à dominante agricole ou tertiaire [Hansen & Percebois, 2010].

Réalisé à partir des Cahiers du Global Chance 2009

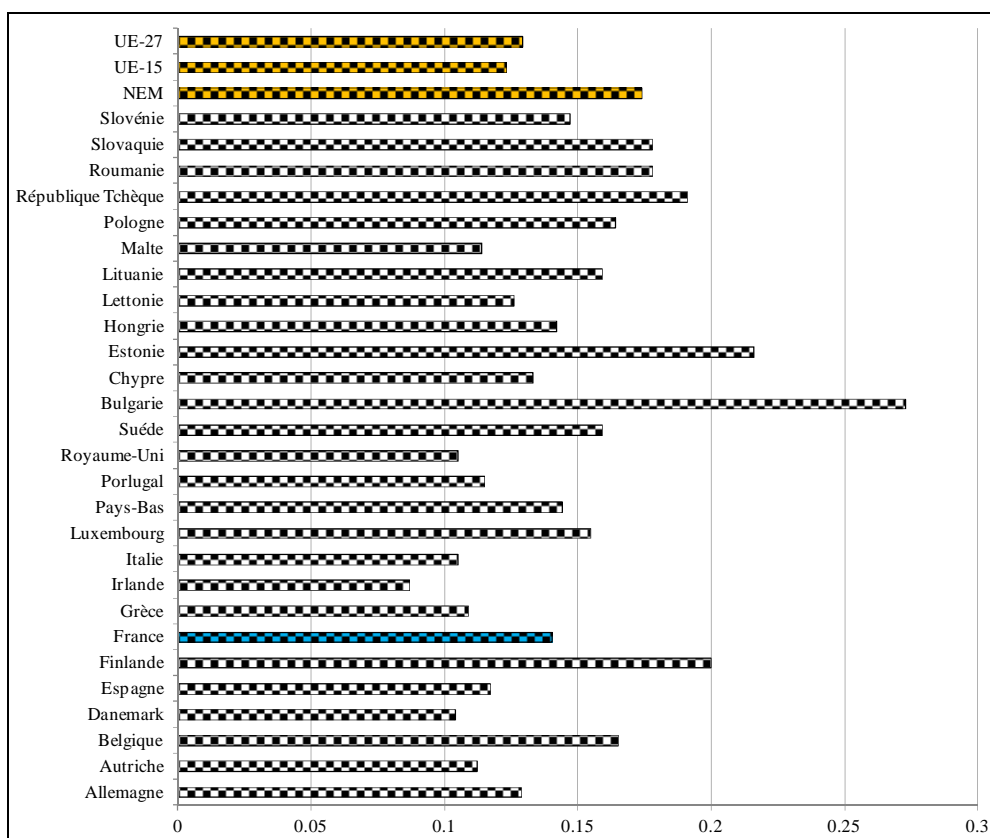


Fig. 5 : Intensité énergétique primaire du PIB (en tep/1000 \$) en Europe en 2007.

On note que les valeurs de l'intensité énergétique primaire oscillent autour de la valeur moyenne européenne (UE-27) à 0,129 avec des exceptions telles que la Finlande (0,20), la Belgique (0,165), la Suède (0,159) et le Luxembourg (0,155). Par contre, les IEP sont environ 40% plus élevées en moyenne pour les nouveaux états membres (NEM) par rapport aux états de l'UE-15 (la Bulgarie se démarque avec une intensité énergétique primaire à 0,273).

¹⁶ On considère ici dans la suite du document, l'Europe, en englobant l'Union Européenne des 27 états membres (UE-27) avec la Norvège, la Croatie, la Suisse et la Turquie.

D'après la Fig. 6, on relève une tendance à la hausse de la demande énergétique dans l'Union Européenne, qui s'est accentuée après l'élargissement sans pour autant que ses ressources énergétiques supplémentaires ne soient significatives.

Réalisé à partir de EUROSTAT

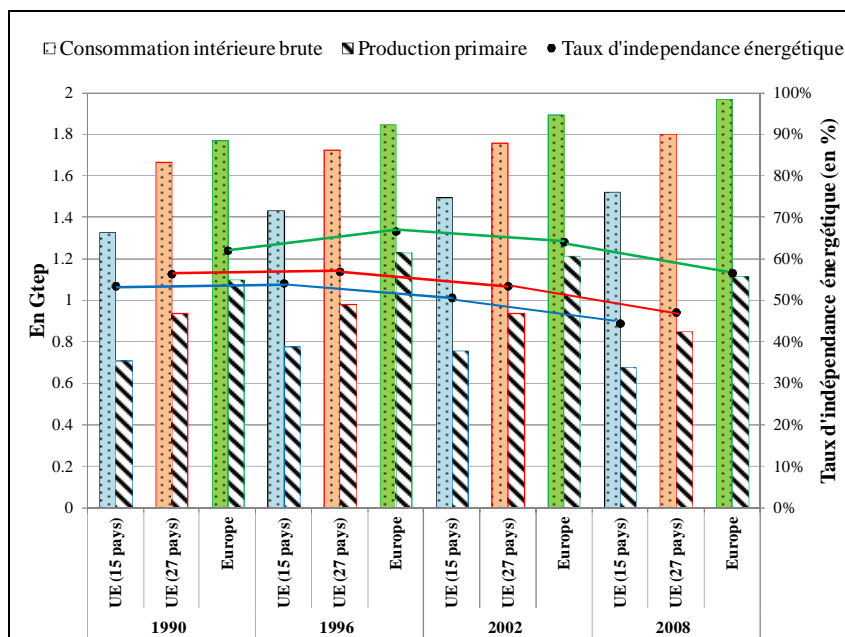


Fig. 6 : Evolution du taux d'indépendance énergétique de 1990 à 2008 dans l'UE-15, UE-27 et en Europe.

Cela met ainsi en exergue l'évolution croissante de la dépendance de l'Europe aux approvisionnements énergétiques externes. Le taux d'indépendance énergétique est en repli à 56,6% (-8,25 points par rapport à 2000) en Europe. On constate une différence d'environ 9,5 points en ne considérant que le taux d'indépendance énergétique des 27 états (47,2%) de l'Union Européenne (UE-27). Cela s'explique par l'apport de la production primaire de la Norvège qui représente à elle seule 19,7% de la production communautaire contrastant avec sa consommation primaire très faible uniquement 1,5% de la consommation européenne. La répartition par pays de la Fig. 7 montre une certaine hétérogénéité au niveau des taux d'indépendance énergétique dépendant surtout de sa dotation en ressources propres tels qu'entre autres le Danemark, la Norvège, le Royaume-Uni... **Malgré ces progrès, les besoins croissants de l'Union européenne se heurtent au manque d'options énergétiques domestiques satisfaisantes.**

Les huit premiers pays de la Fig. 7 (de l'Allemagne aux Pays-Bas) représentent à eux seuls près de 3/4 de la consommation énergétique primaire en Europe. L'Allemagne est le plus gros consommateur avec un poids de 17,4% dans la consommation primaire, suivi par la France qui représente environ 14% et le Royaume-Uni 11,1%.

Réalisé à partir de EUROSTAT

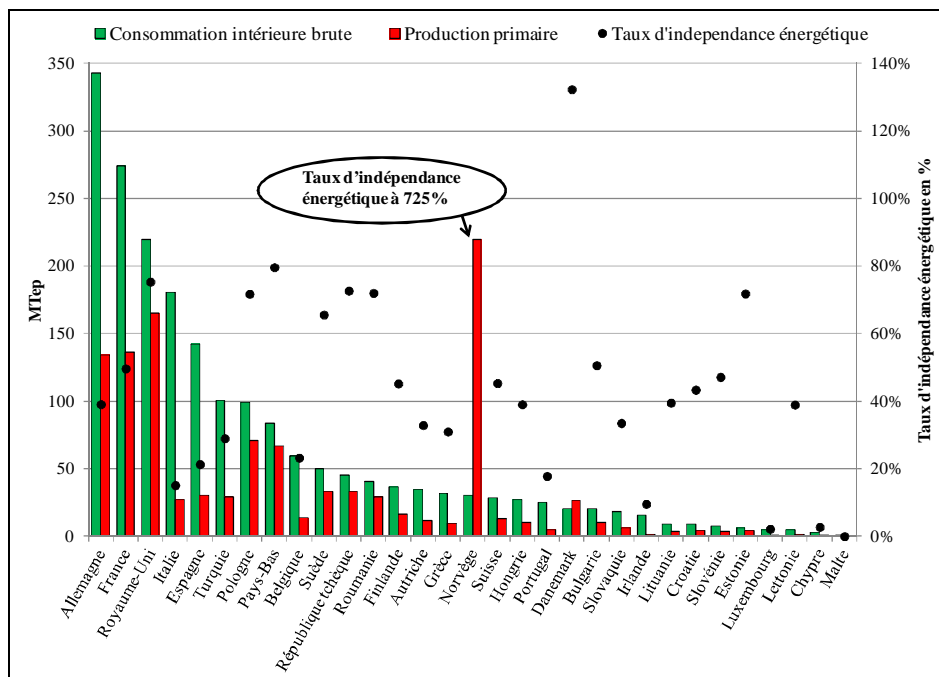


Fig. 7 : Evolution du taux d'indépendance énergétique par pays en Europe en 2008.

Les combustibles fossiles restent les sources dominantes de l'énergie primaire en Europe en 2008. La Fig. 8 montre qu'ils représentent 80% à eux seuls. Le pétrole étant de loin le combustible le plus consommé dans l'Union Européenne avec un poids de 38% dans le mix énergétique primaire suivi du gaz naturel à 23% et du charbon à 18%. La production de pétrole de l'UE est concentrée à 82% dans deux pays : la Norvège (50%) et le Royaume-Uni (32%) et ne représente au final que 6% (-3 points par rapport à 2000) de la production mondiale en 2008. **L'UE est devenue le premier importateur de pétrole devant les Etats-Unis depuis 2007 avec 25% des importations mondiales en 2008 (Etats-Unis avec 23,6%) [BP, 2009]. Cela représente environ 92% des besoins énergétiques de la communauté européenne (+2 points par rapport à 2000).**

Réalisé à partir de Cahiers de Global Chance 2009

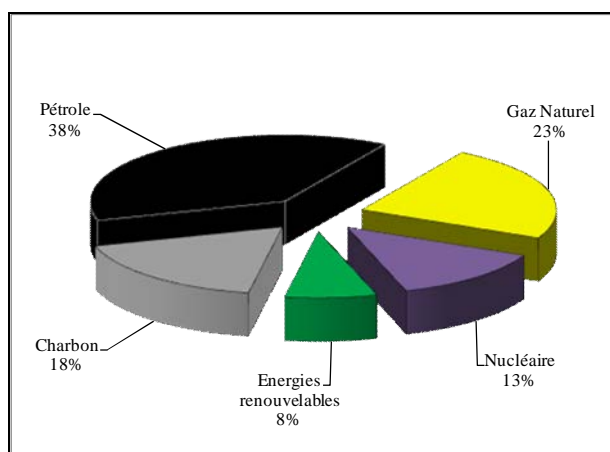


Fig. 8 : Demande en énergie primaire par combustibles en 2008 dans l'Union Européenne (UE-27).

En termes géopolitiques, environ 18,7% des importations de pétrole est originaire du Moyen-Orient et un peu plus de 25% est originaire de Russie [Merle-Beral, 2010] (Cf. Tableau 1). Nous constatons une augmentation de la part russe au détriment de celle du Moyen-Orient ces dernières années. **Concer-**

nant les importations de gaz naturel, elles sont à hauteur de 80% des besoins énergétiques de l'Union Européenne en augmentation de 20 points par rapport à 2000. Le gaz naturel en provenance de Russie représente à lui seul environ 35% des importations totales [BP, 2009].

Réalisé à partir de BP 2009

Origine	Quantité
Ex Union Soviétique	318,5
Moyen-Orient	127,6
Afrique du Nord	101,3
Afrique de l'Ouest	49,5
Amérique Centrale et du Sud	25,2
Etats-Unis	24,4
Mexique	7,7
Inde	3,3
Autres Etats d'Asie Pacifique	2,5
Singapour	2,4
Canada	1,6
Japon	1,2
Afrique de l'Est et du Sud	0,6
Chine	0,3
Non identifiés	14,9
Total des importations	680,9

Tableau 1 : Importations de pétrole brut de l'Union Européenne en 2008 par pays ou zone géographique d'origine (Millions de tonnes).

La production communautaire de gaz naturel ne représente qu'environ 10% de la production mondiale dont 60% provenant de la Norvège et du Royaume-Uni. La production européenne de charbon, ne représente, par contre qu'environ 6% de la production mondiale (-4,5 points par rapport à 2000). Elle est concentrée à 70% dans les pays d'Europe Centrale et de l'Est (la Pologne produisant 30% et l'Allemagne 25% de la production totale). **Grâce à ces différentes réserves, le niveau des importations de charbon est le moins élevé des combustibles fossiles car il s'établit à environ 52% des besoins énergétiques européens en augmentation de 10 points par rapport à 2000.**

Des prix plus élevés pour l'énergie et une dépendance croissante vis-à-vis des importations liée à l'épuisement des réserves constituent une menace pour la sécurité et la compétitivité européenne. **Les choix de politique énergétique de l'Europe seront conditionnés par le contexte mondial, la libéralisation du secteur énergétique mais principalement par l'irruption des préoccupations environnementales (changement climatique) dans la problématique économique et géopolitique de l'énergie.**

2.2. La problématique mondiale du réchauffement climatique

« En chaque action, il faut regarder, outre l'action, notre état présent, passé, futur, et des autres à qui elle importe, et voir les liaisons de toutes choses. Et lors on sera bien retenu avec justesse » Pascal

L'homme, par ses activités inhérentes surtout à l'utilisation des combustibles fossiles et à l'agriculture, a provoqué une explosion des émissions de gaz à effet de serre (GES) – principalement le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄) et l'oxyde nitreux (N₂O) – au cours des deux derniers siècles. L'essentiel de l'élévation de la température moyenne du globe et donc du réchauffement climatique de

la planète est *très probablement* imputable à la forte hausse des concentrations de GES anthropiques d'après les études menées par le Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat (GIEC) [GIEC, 2007].

Aujourd'hui, le changement climatique est une réalité prouvée car des effets ont déjà été notés par la communauté scientifique internationale : la hausse des températures moyennes (atmosphère, océan), la fonte des glaciers et une élévation du niveau de la mer. Le réchauffement climatique menace de plus en plus l'accès à l'eau, la production agricole (baisse des rendements agricoles), la santé (malnutrition et propagation de maladies à vecteurs telles que le paludisme), l'utilisation des terres et l'environnement (vulnérabilité des écosystèmes, extinctions d'espèces animalière etc.) [Chevalier, 2009]. Ainsi si rien ne change, l'évolution sera indubitablement intenable.

Dans une vision à long terme, la maîtrise du risque climatique nécessitera très vraisemblablement une remise en cause profonde de bon nombre de nos pratiques actuelles [Syrota et al, 2008]. Et comme nous l'avons stipulé auparavant, le système énergétique se trouve ainsi à la croisée des chemins et l'Union Européenne devra définir, avec la pression environnementale croissante, une stratégie énergétique en trouvant un équilibre entre développement durable, compétitivité et sécurité d'approvisionnement impliquant l'ensemble des secteurs économiques et en particulier l'industrie.

2.3. Importance énergétique des secteurs économiques : le cas particulier de l'industrie diffuse dans l'industrie.

2.3.1. De l'énergie primaire à l'énergie finale.

La consommation finale d'énergie (CFE) de l'Europe représente environ 18% de la consommation mondiale en énergie finale, soit 1422 Mtep dont 126,7 Mtep représentant les usages non énergétiques en 2008.

Réalisé à partir de Cahiers de Global Chance 2009

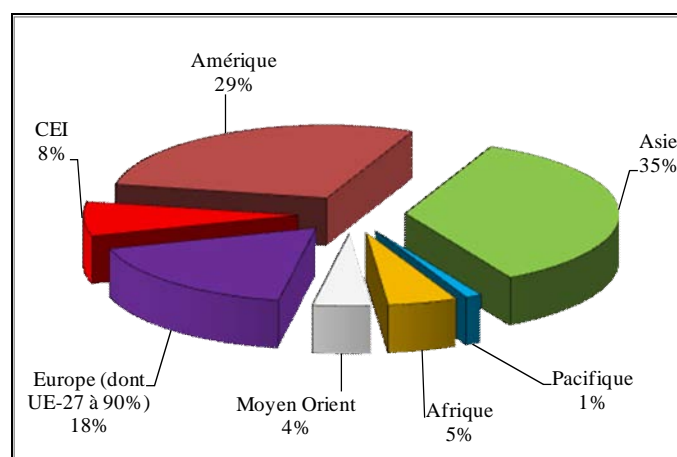


Fig. 9 : Répartition géographique de la demande en énergie finale mondiale en 2008.

Cette demande en énergie finale n'a fait que croître¹⁷ avec une augmentation d'environ 12% par rapport à 1990. Elle se place ainsi en troisième position derrière l'Asie (35%) et l'Amérique (29%) (Cf. Fig. 9). L'Union Européenne à 27 membres représente à elle seule environ 90% de cette consommation finale énergétique en Europe.

¹⁷ On constate une augmentation d'environ 41% dans la période 1973 - 2008.

Réalisé à partir de EUROSTAT

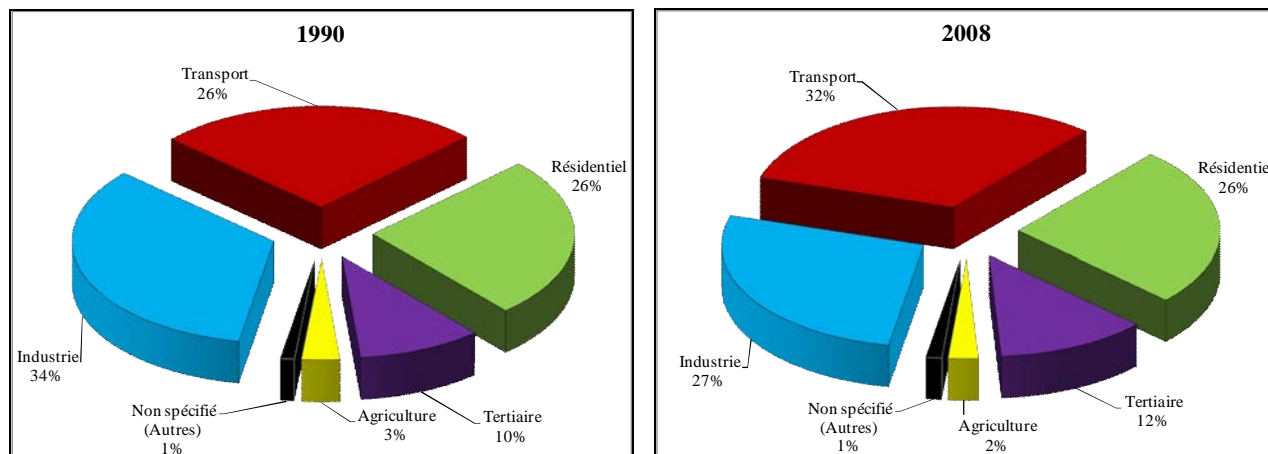


Fig. 10 : Répartition de la demande d'énergie finale par secteur économique en Europe en 1990 et 2008.

L'industrie représente le deuxième secteur de l'économie le plus énergivore derrière le secteur des transports avec 27% de la consommation d'énergie finale totale européenne en 2008. Au cours de la période 1990-2008, la part de l'industrie (y compris sidérurgie) a fortement diminué (34% à 27%), celle du secteur résidentiel-tertiaire est restée stable (36% à 38%), alors que le secteur des transports a crû de 26% à 32%, d'une part. D'autre part, ces tendances montrent aussi que le secteur industriel en Europe a été particulièrement économe en énergie (-11%) car la croissance de consommation en énergie finale est totalement imputable aux secteurs du transport (+35,3%), résidentiel (+11%) et le tertiaire (+35,6%).

Actuellement, l'importance de l'industrie dans la consommation d'énergie finale est assez disparate au sein de l'Europe autour d'une valeur moyenne européenne estimée à 27% (Cf. Fig. 11). Les valeurs extrêmes pour la consommation énergétique finale sont de 10% pour Malte et de 48% pour la Finlande. L'industrie française se situant légèrement en dessous de la moyenne européenne avec 22% de la consommation énergétique finale totale française (Cf. Fig. 12).

L'industrie demeure une composante très importante de l'économie en Europe ainsi qu'en France. **Cependant, en Europe, comme en France et dans la plupart des pays développés, son poids se réduit en valeur : la part dans le PIB de sa valeur ajoutée est passée de 25% à 20% entre 1990 et 2008 en Europe et de 21% à 14% en France.** On note cependant quelques exceptions telles que l'Irlande, l'Autriche, les pays scandinaves (Finlande, Norvège), quelques pays NEM¹⁸ (Slovaquie, République Tchèque et Hongrie) et la Turquie. L'essentiel du recul de la valeur ajoutée relève de la baisse des prix relatifs de l'industrie ainsi que la forte chute de la production industrielle [CPCI, 2009].

¹⁸ Nouveaux Etats Membres (NEM) de l'UE-15 : Bulgarie, Chypre, Estonie, Hongrie, Lettonie, Lituanie, Malte, Pologne, République Tchèque, Roumanie, Slovaquie et Slovénie.

Réalisé à partir de EUROSTAT

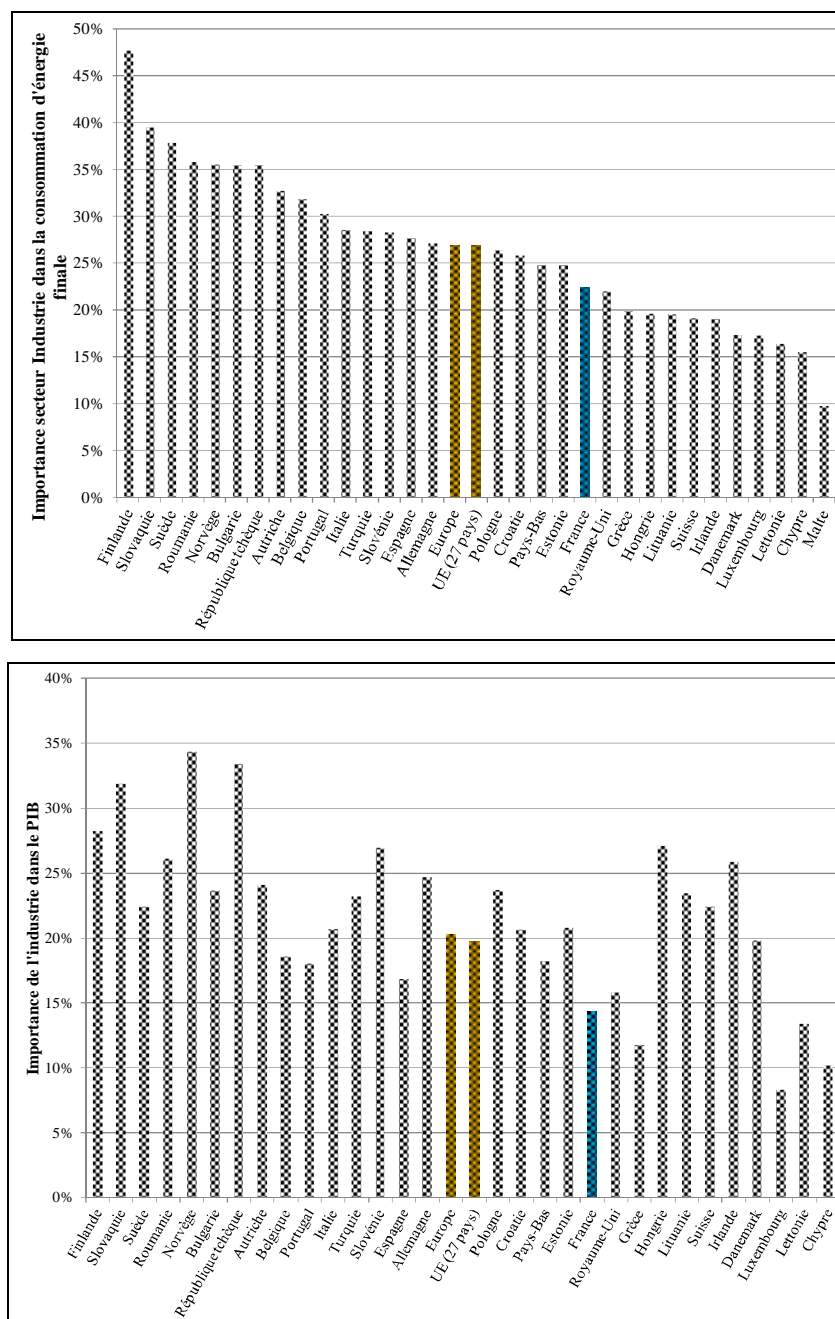


Fig. 11 : Répartition de l'importance du secteur Industrie dans la consommation d'énergie finale et le PIB par pays en Europe en 2008.

La consommation d'énergie finale, pour la France, s'élève à environ 174,2 Mtep dont 13,8 Mtep pour les usages non énergétiques soit une hausse de 17,4% par rapport à 1990. Ainsi, la consommation de l'industrie française est estimée à environ 36 Mtep en 2008. Sur la période 1990-2008, même si l'on observe que la croissance de la demande en énergie finale provient pour l'essentiel de celles des secteurs du transport (+22,6%), résidentiel (+19%) et tertiaire (+5,1%) (avec des poids stables), on constate que la croissance de la consommation énergétique de l'industrie est assez stable et est d'environ 1,1% malgré une baisse de son poids énergétique de 4 points.

Réalisé à partir de EUROSTAT

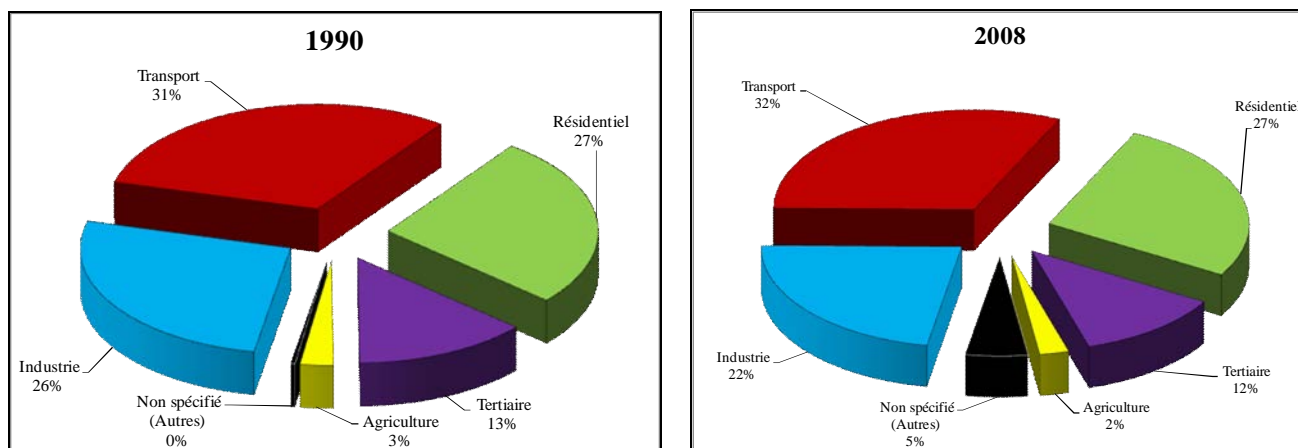


Fig. 12 : Répartition demande d'énergie finale par secteur économique en France en 1990 et 2008.

Cependant, d'après le Service de l'Observation et des Statistiques (SOeS), on note que sur une période plus longue telle que 1973-2008, les tendances observées pour la France sont quasiment identiques que celles de l'Europe sur la période 1990-2008. Ainsi, on a constaté une forte diminution de la part de l'industrie passant de 36 % à 22 % tandis que celle du secteur résidentiel-tertiaire a légèrement baissé (42 % à 39 %) alors que le secteur des transports a fortement crû de 19 % à 32 % par rapport à l'époque du premier choc pétrolier [SOeS, 2009].

2.3.2. L'intensité énergétique : l'industrie, leader de la performance énergétique.

Identiquement à l'indicateur intensité énergétique primaire, nous avons également défini le rapport entre la consommation d'énergie finale et le produit intérieur brut (PIB) que nous appelons l'intensité énergétique finale (IEF) du PIB. On évalue ainsi le degré de découplage de la croissance économique de la consommation énergétique finale de l'économie d'un pays. Son évolution relève du degré de modifications de la structure des activités économiques ou de pénétration de nouvelles technologies « plus performantes et sobres » (progrès technique), donc d'efficacité énergétique.

Le poids des industries grosses consommatrices d'énergie (IGCE) constitue également un déterminant important d'un fort contenu énergétique du PIB du fait de la proportion très élevée de leurs coûts énergétiques dans les coûts de production (sidérurgie, papier et carton, minéraux non métalliques (verre, ciment...)...etc.). **Ainsi, nous distinguons deux types d'industries de caractéristiques bien différentes sous le terme Industrie : IGCE (Industrie Grande Consommatrice d'Énergie) et l'Industrie Diffuse (ID) qui se caractérise habituellement par opposition à l'industrie énergivore.** Cette segmentation repose pour la plupart sur des considérations historiques d'appartenance (comme le cas de la sidérurgie, papier, chimie). C'est pourquoi nous verrons d'ailleurs dans le chapitre suivant une méthodologie de segmentation de l'Industrie en veillant à regrouper sous un choix de critères pertinents l'ensemble de l'industrie diffuse, sans interférer avec les IGCE mais sans laisser de côté une classe de consommateurs. Cette distinction découle surtout du fait que chaque famille possède sa propre structure et ses caractéristiques particulières imposant ainsi une modélisation différente adaptée à chacune d'elle. Dans cette partie, la sidérurgie, la chimie, le papier et carton, et les minéraux non métalliques (verre, ciment, chaux, plâtre etc...) sont regroupés dans les IGCE alors que le reste de l'industrie sera considéré par défaut dans l'ID (regroupement basé sur des considérations historiques d'appartenance).

La Fig. 13 ci-dessous montre donc que le secteur de l'industrie diffuse occupe une place assez importante dans la consommation énergétique finale de l'industrie dans la majeure partie des pays européens.

Réalisé à partir de EUROSTAT

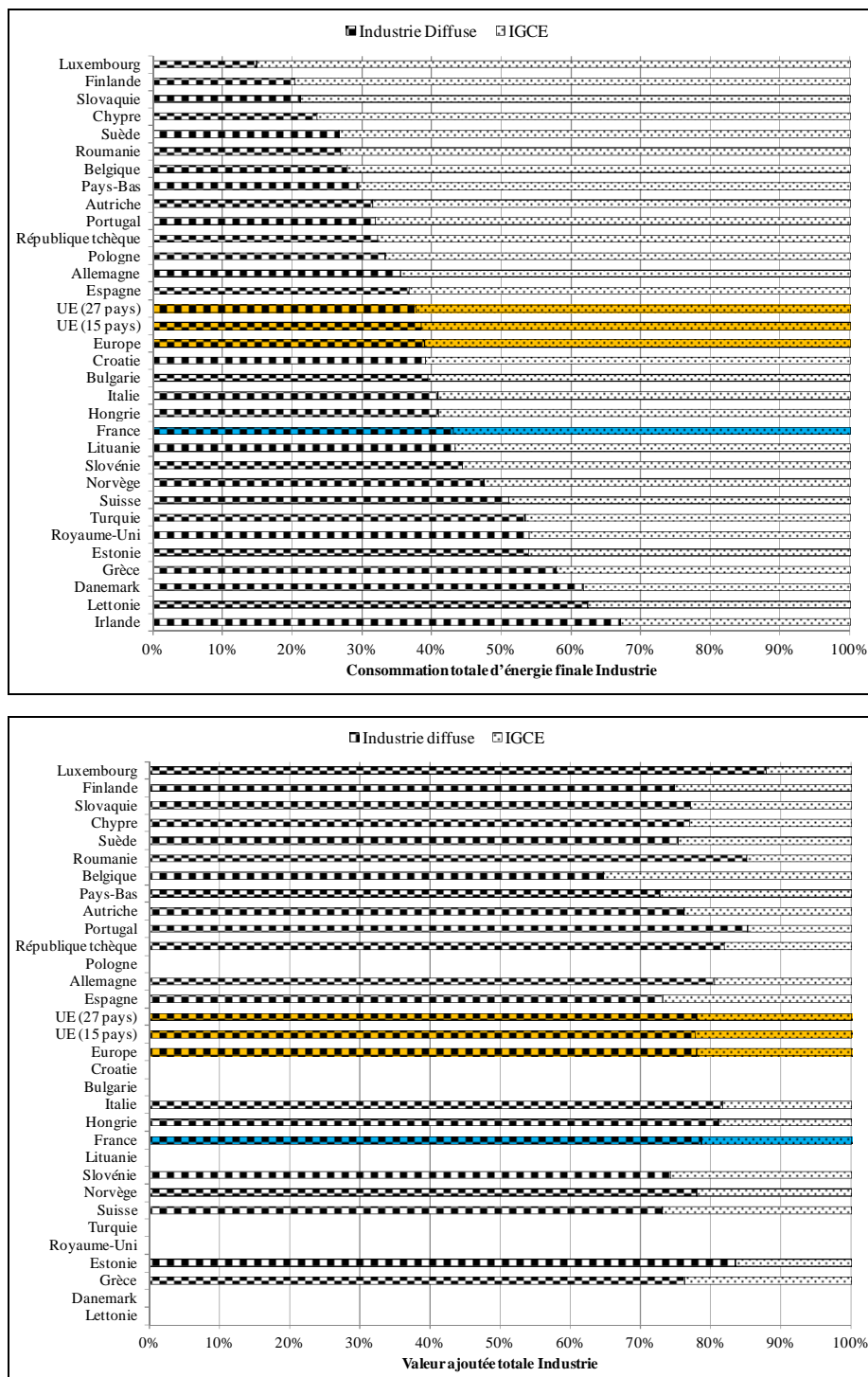


Fig. 13 : Importance de l'Industrie Diffuse dans l'industrie dans la consommation finale d'énergie et la valeur ajoutée totale en Europe en 2008.

Elle représente environ 40% en moyenne de la consommation totale pour quasiment 75% en moyenne de la valeur ajoutée totale de l'industrie européenne. En Europe, le poids de l'ID est assez hétérogène

avec des valeurs oscillant entre 15% (comme au Luxembourg avec une structure à dominante sidérurgie) et 65% (comme en Irlande dont l'industrie est dominée par l'agroalimentaire, l'industrie pharmaceutique et de construction mécanique). **La France, cependant, possède une industrie diffuse un peu plus développée que la moyenne européenne avec une part à environ 45% de la consommation totale industrielle, générant près de 80% de la richesse totale de l'industrie.** Cela met ainsi bien en exergue toute l'importance de l'industrie diffuse dans l'économie en France comme en Europe sachant qu'elle est peu traitée dans les analyses énergétiques malgré tout l'engouement des politiques en matière d'efficacité énergétique.

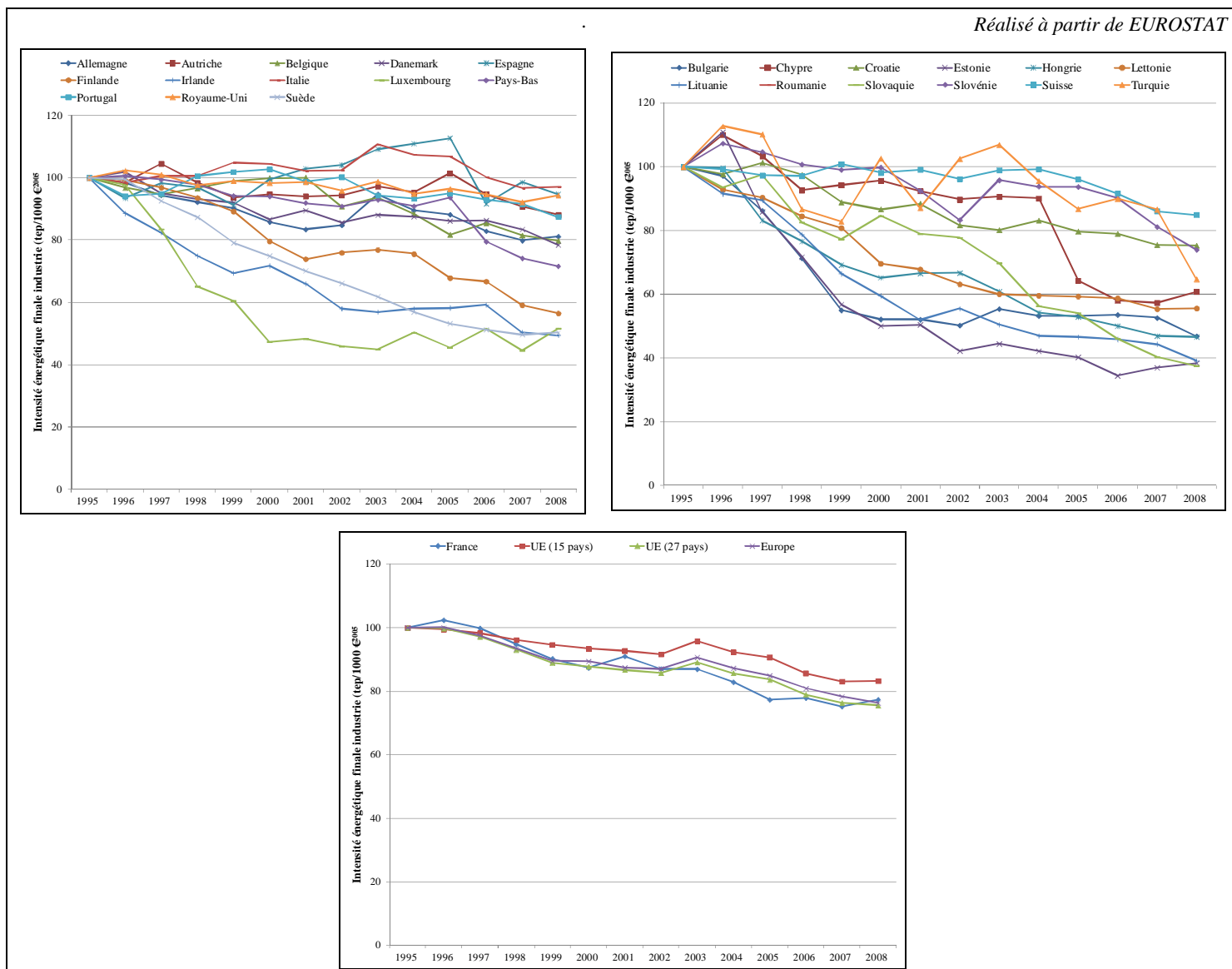


Fig. 14 : Evolution de l'intensité énergétique finale de l'industrie en Europe.

L'évolution de l'intensité énergétique du secteur industriel en Europe sur la période 1995-2008 est présentée sur la Fig. 14 ci-dessus. On constate que l'industrie a été performante à des degrés plus ou moins importants dans tous les pays européens. L'IEF¹⁹ de l'industrie européenne a connu une baisse d'environ 24% (16,7% en considérant l'UE-15) soit une baisse annuelle de 2,1% par an sur cette période. Cela s'explique par une consommation énergétique finale qui a baissé de 5,3% (soit une baisse

¹⁹ Intensité Énergétique Finale

annuelle de 0,15% par an) alors que la valeur ajoutée de l'industrie a fortement augmenté avec une croissance de 28,6% soit un taux annuel d'environ 2%, montrant ainsi que la consommation énergétique et la croissance se sont découplées. Ce résultat indique aussi que le secteur industriel est celui qui fit le plus d'efforts en termes d'efficacité énergétique parmi les secteurs de l'économie (transports, résidentiel et tertiaire) entre 1995-2008 [CGC, 2009].

En France, au cours de ces treize dernières années, l'industrie française a été globalement économe en énergie. Entre 1995 et 2008, on note une amélioration de l'intensité énergétique d'environ 23 points, soit une baisse de l'ordre de 2% par an. Cette performance énergétique de l'industrie française a permis de baisser les consommations d'énergie de 2,9% alors que la valeur ajoutée augmentait de 25,5% (Cf. Fig. 15). En l'absence d'économies d'énergie dans chacun des secteurs industriels, cette forte hausse de la valeur ajoutée aurait entraîné une hausse des consommations d'énergie de 29,3%.

Réalisé à partir de EUROSTAT

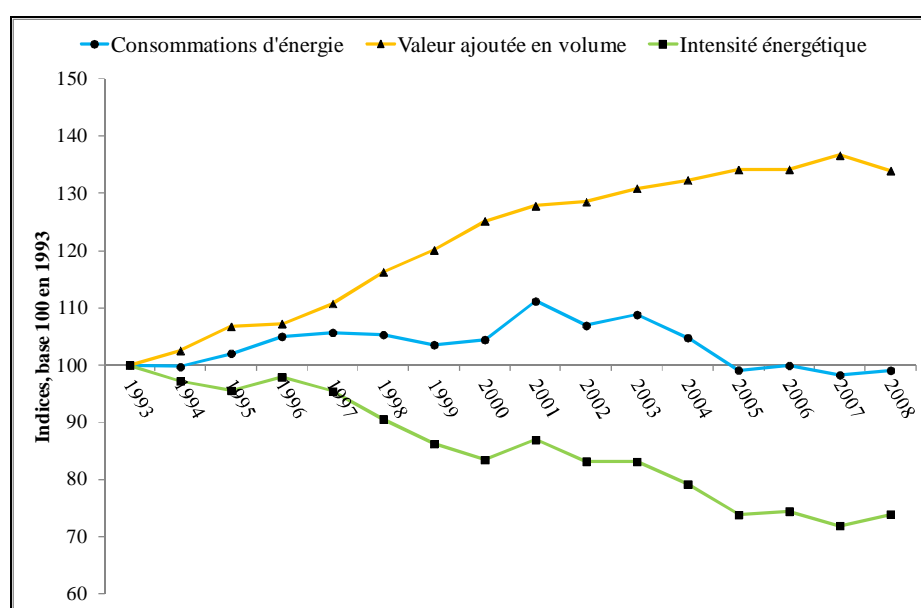


Fig. 15 : Evolution des consommations d'énergie, de l'intensité énergétique et de la valeur ajoutée de l'industrie en France.

Cette performance énergétique est imputable pour partie à l'emploi de technologies « plus sobres » en énergie (progrès technique) et pour partie à des mutations structurelles au sein de l'industrie entre 1995 et 2008. Ces mutations sont appelées les effets de structure (que nous étudierons au chapitre suivant). Elles sont provoquées par le dynamisme des secteurs moins énergivores (appartenant à l'industrie diffuse) sur le plan économique au détriment des secteurs énergivores (IGCE) combinés à la hausse des prix des énergies et d'autres facteurs.

Réalisé à partir de Observatoire de l'Énergie

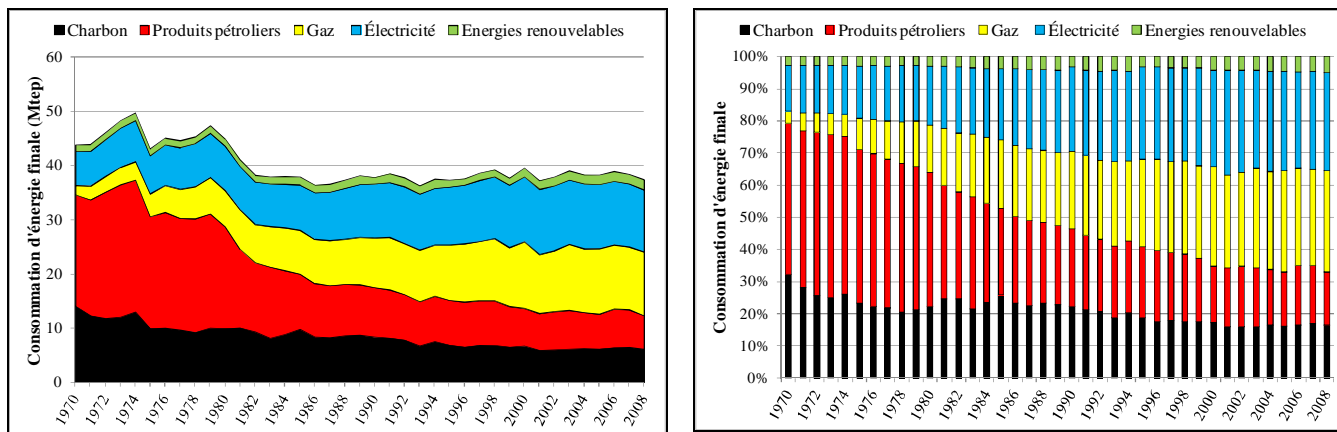


Fig. 16 : Evolution de la demande en énergie finale par type d'énergie de l'industrie en France.

En effet, le profil énergétique de l'industrie française montre qu'il est largement dominé par les combustibles fossiles (Cf. Fig. 16). Ainsi, l'accélération de la hausse des prix des énergies fossiles à partir de 1999 (Cf. Fig. 17), conjuguée à celle des prix de l'électricité sur le marché dérégulé et à l'effet de l'introduction des quotas de CO₂ ont particulièrement touché les secteurs IGCE du fait de la très forte proportion de leurs coûts énergétiques dans les coûts de production à l'inverse des secteurs de l'industrie diffuse.

Réalisé à partir de INSEE

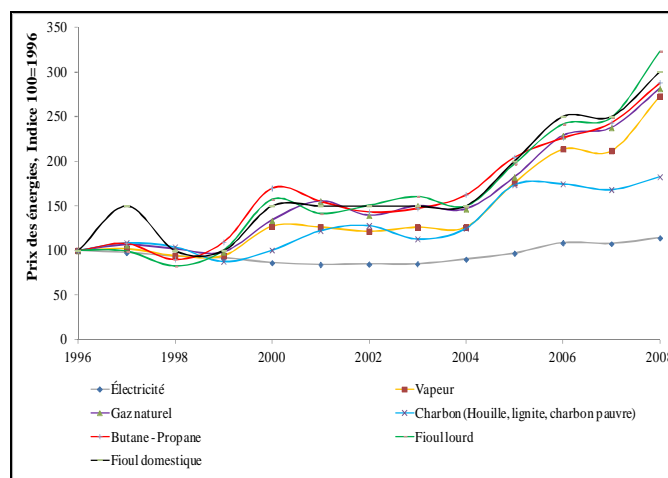


Fig. 17 : Evolution des prix des énergies pour l'industrie en France.

2.3.3. Impact sur l'environnement

Le Sommet de Copenhague (15^{ème} Conférence des Parties ou COP 15) sur la lutte contre le changement climatique a permis aux décideurs de s'accorder sur la nécessité de limiter la hausse des températures à +2°C suite aux recommandations du GIEC. Cela implique finalement que le protocole de Kyoto demeure le seul instrument légalement contraignant sur les émissions de gaz à effet de serre (GES) des pays industrialisés [SOeS, 2010]. Dans le cadre du protocole de Kyoto, l'Union Européenne a pour objectif de réduire de 8% ses émissions de CO₂ d'ici à 2012 par rapport à 1990 avec un objectif pour la France de stabiliser ses émissions sur cette même période.

En 2008, le paquet Energie-Climat a été adopté par l'UE définissant une politique européenne commune avec pour objectif ambitieux d'atteindre d'ici 2020, la réduction de 20% des émissions de GES

d'ici 2020 par rapport au niveau de 1990, l'augmentation de 20 % de la part des ressources renouvelables en 2020 et l'amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique par rapport aux projections établies à l'horizon 2020 : c'est l'objectif « 20/20/20 ». Ainsi, l'industrie constitue un acteur clé pour aider à atteindre ces objectifs en France. Elle représente environ 24% des émissions totales de GES en 2008, soit une baisse de 16,4% par rapport au niveau de 1990 [CITEPA, 2011]. L'industrie diffuse constitue environ 35% de ces émissions.

2.3.4. Conclusion

Le panorama qui vient d'être dressé ci-dessus permet de bien mettre en exergue toute l'importance de l'industrie diffuse sur le plan économique, énergétique et environnemental. Néanmoins, il est d'autant plus important de constater que ces secteurs ont peu été traités dans les analyses énergétiques malgré le nombre considérable d'articles et de livres sur l'énergie et l'intérêt des politiques en matière d'efficacité énergétique. Elle renferme une part importante de gisements d'autant plus que le très faible poids des coûts énergétiques dans la production ainsi que le fait qu'il ne soit pas couvert par l'EU-ETS n'incite guère les acteurs du secteur à mettre en place des politiques énergétiques et environnementales.

Le recours à la modélisation prospective s'avère ainsi pertinent afin de mesurer l'apport de l'industrie diffuse dans les engagements pris par la France et l'Union Européenne en matière de consommations énergétiques et d'émissions de CO₂. Néanmoins une des questions cruciales est de déterminer le modèle le plus adéquat à la description de cette industrie caractérisée par l'hétérogénéité de ses opérations et ses produits.

3. Les modèles pour les exercices de prospective.

Il n'existe pas de modèle capable de répondre dans un seul formalisme à toutes les questions de prospective avec une approche cohérente et détaillée sur tous les aspects [Assoumou, 2006]. Ainsi les différents besoins et objectifs ont gouverné le développement de nombreux types de modèles énergétiques. Boulanger et Bréchet ont distingué dans leur analyse six différentes classes de modèles : Modèles macro-économétriques, Modèles multi-agents, Modèles d'équilibre général calculable, Réseaux Bayésiens, Modèles d'optimisation, Dynamique des systèmes [Boulanger et Bréchet, 2003]. Par ailleurs, une autre distinction relative à leurs paradigmes, permet de distinguer trois grandes familles : les modèles IAM (Integrated Assessment Models) « intégrés », les modèles économiques et l'approche descendante « Top-Down » (TD), et enfin les modèles technologiques et l'approche ascendante « Bottom-Up » (BU) [AIE, 1998] [Rotmans et Van Asselt, 2001] [CGP, 2002] [Assoumou, 2006].

En pratique, les deux dernières familles de modèles sont les deux approches les plus utilisées pour modéliser les interactions entre Energie, Economie et Environnement. Dans la suite de ce chapitre, nous ne nous attarderons que sur ces deux approches où nous essayerons d'appréhender l'approche la mieux adaptée à l'industrie diffuse.

3.1. Modèles “Top-Down” (TD) et “Bottom-Up” (BU)

Dans le dessein d'orienter les grands axes stratégiques des décideurs sur les questions énergétiques et de réchauffement climatique, ces modèles intègrent un champ pluridisciplinaire – Energie, Economie et Environnement.

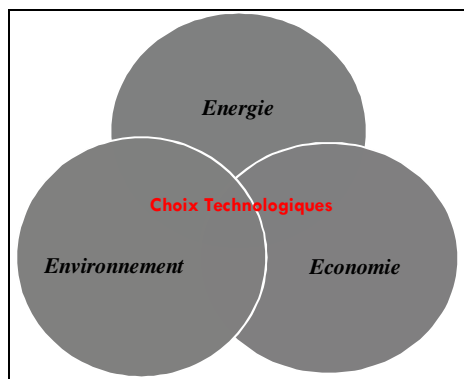


Fig. 18 : Le champ pluridisciplinaire des modèles prospectives.

La Fig. 19 extraite du document de l'AIE²⁰ [AIE, 1998] résume ces deux approches de manière simplifiée :

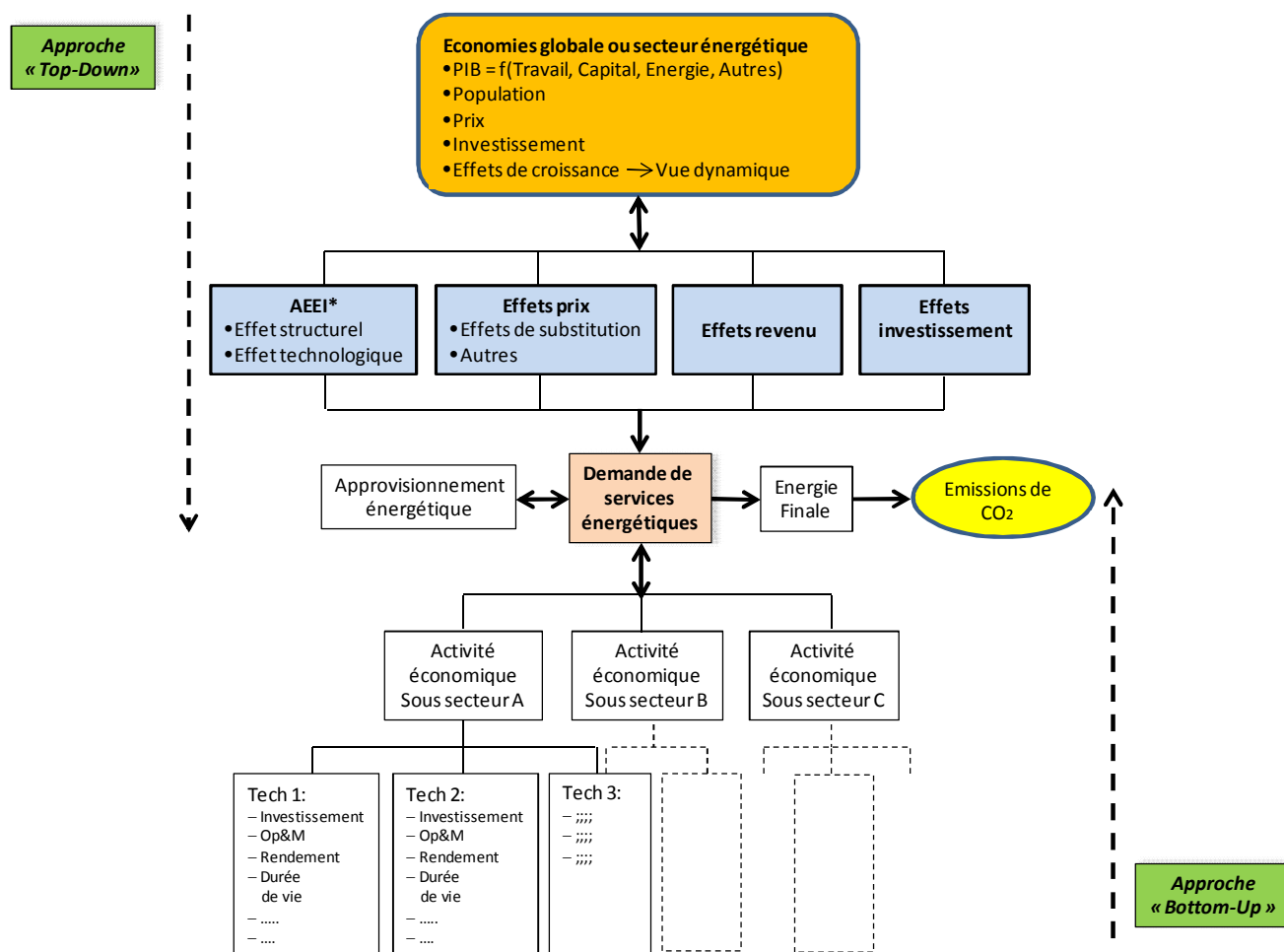


Fig. 19: Schéma explicative des approches “Bottom-Up” et “Top-Down”.

Comme nous l’avons stipulé plus haut, ces deux approches permettent d’analyser l’impact des différentes orientations stratégiques des décideurs qui se préoccupent des questions liées à l’énergie. Dans la suite de cette partie, nous analyserons plus en détail les principales différences qui existent entre les

²⁰ AIE : Agence Internationale de l’Energie.

approches TD et BU. Néanmoins, retenons juste que la différence essentielle réside au fait que les TD commencent avec une information globale et désagrègent aussi loin qu'ils peuvent (description cohérente de l'économie globale) alors que les BU partent de données désagrégées pour remonter jusqu'à leurs limites d'agrégation (description détaillée au niveau technologique) (Cf. Fig. 19).

3.1.1. Modèles Top-Down « TD ».

Les modèles TD sont caractérisés par leur haut niveau d'agrégation et considèrent les différents secteurs de l'économie, au sein desquels des échanges de bien sont possibles [Pignon et Le Henaff, 2005]. Ils prennent soin de tenir compte de la plupart des dysfonctionnements qui apparaissent sur les marchés pour les intégrer dans leur mode de calcul. Ainsi, ils décrivent le système énergétique de façon agrégée et comme un sous secteur de l'économie entière [Berglund et al, 2006].

Les procédés techniques sont intégrés sous forme de fonctions de production. Elles rendent compte des changements technologiques via deux paramètres l'indice d'amélioration autonome de l'efficacité énergétique²¹ (AAEE) (fonction du temps) et les élasticités de substitution (ESUB). Ces paramètres sont estimés empiriquement à partir de données historiques, ou par dire d'experts lorsque les données historiques ne permettent pas d'estimation empirique [Bataille et al, 2006]. Dans la mesure où ils sont estimés empiriquement à partir des données réelles du marché, et comme les prix et la consommation des énergies fluctuent historiquement, ils sont supposés signifier les préférences actuelles du côté de l'offre et de la demande [Murphy et al, 2007].

Avec cette approche, il n'existe, en général pas de différenciation entre les technologies prises isolément. Les considérations portent essentiellement sur le lien d'échange entre les différents secteurs ainsi que l'évolution des prix sur les différents marchés considérés. Ils ont donc comme caractéristique de ne pas prendre en compte la désagrégation très détaillée des technologies mises en place au niveau énergétique.

Nous pouvons citer les modèles macro économétriques et les modèles d'équilibre général calculable (MEGC) parmi les modèles d'approche TD.

Les modèles macro économétriques sont fondées sur des données à long terme des séries chronologiques. Ils reposent sur des équations économétriques estimées sans hypothèses d'équilibre [Löschel, 2002]. Cependant, pour les périodes plus longues, ils ne rendent pas compte des effets de préférence et des attentes inter temporelles et saisissent le changement technique de manière plutôt statique. C'est pourquoi on limite la validité de ces modèles au moyen terme [Pignon et Le Henaff, 2005]. On peut donner comme exemple de modèles macro économétriques NEMESIS²², MDM-E3²³. Les modèles d'équilibre général calculable (MEGC) utilisent le cadre microéconomique standard et simulent donc des marchés sur lesquels l'offre et la demande se rencontrent, déterminant alors simultanément les prix et les quantités d'équilibre sur chacun des marchés considérés (marchés des facteurs de production, des biens, des échanges extérieurs...). On peut citer comme exemples de modèle d'équilibre général calculable, GEM E3²⁴, le modèle IMACLIM développé par le CIRED²⁵, SGM²⁶

²¹ Il indique l'influence du taux de pénétration des nouvelles technologies sur l'intensité énergétique de l'économie.

²² NEMESIS : New Econometric Model for Environmental and Sustainable development and Implementation Strategies. Pour plus de détails. <http://www.nemesis-model.net/Desc.php?lang=fr&TM=43&IS=57>

²³ MDM-E3 : Multisectoral Dynamic Model for Energy, Environment, Economy développé par Cambridge Econometrics. Pour plus de détails. http://www.camecon.com/suite_economic_models/uk_energy_environment.htm

²⁴ GEM E3: General Equilibrium Model for Energy-Environment-Economy. Il a été développé dans le cadre du projet de

3.1.2. Modèles Bottom-Up « BU ».

Ils ont été mis au point suite au premier choc pétrolier pour explorer le potentiel d'un découplage de la demande en énergie et de la croissance²⁷. Ces modèles se caractérisent par la reproduction des systèmes énergétiques, basée sur des caractéristiques technologiques très détaillées, et desquelles il est possible de tirer des résultats plus agrégés, d'où le terme d'approche « bottom-up » (structure ascendante où l'information remonte du niveau le plus désagrégé au niveau le plus agrégé).

Les avantages de ces modèles sont qu'ils permettent d'une part, de rendre compte des changements structurels au niveau technologique en faisant apparaître ou disparaître une technologie et ce choc sera répercuté dans l'agrégat et d'autre part, de s'adapter à d'autres hypothèses (flexibilité) tout en générant des résultats facilement exploitables. On distingue deux approches qui sont les modèles d'optimisation et les modèles de simulation offre/demande²⁸.

Ce sont des modèles d'équilibre partiel dans le sens où seul (ici l'industrie par exemple) un secteur de l'économie est pris en compte alors que les interdépendances sectorielles sont très fortes. Ils négligent les effets de rétroaction possibles sur le reste de l'économie alors même que ces effets peuvent à leur tour affecter l'efficacité des politiques énergétiques. La prise en compte des agrégats économiques nécessite que l'on intègre un sous module macro-économique²⁹ à un modèle d'équilibre partiel ou que l'on réalise des couplages entre les modèles BU et les modèles TD.

Parmi les modèles technico-économiques d'optimisation, nous pouvons en distinguer les modèles EFOM³⁰, MESSAGE³¹, MARKAL³², TIMES qui se caractérisent par le fait qu'ils minimisent (ou maximisent) une fonction « objectif » soumise à des contraintes (par exemple, les contraintes de disponibilité des technologies, contraintes de capacité...) et des hypothèses (par exemple, sur la demande) [Berglund et al, 2006]. Cette optimisation se fait au travers des méthodes mathématiques telles que la programmation linéaire afin de trouver l'optimum en un minimum d'opérations.

3.1.3. Quel serait l'approche la plus adéquate aux enjeux énergétiques de l'industrie diffuse?

Comme nous l'avons stipulé par ailleurs, la question du choix du modèle qui serait le mieux adapté est des plus délicates lorsque l'on décide de recourir à la modélisation pour l'analyse énergétique. Cela

recherche "Joule" de l'Union européenne mené par différentes universités européennes. Il a pour principal coordinateur le CES, Centre for Economic Studies, KULeuven mais nous avons pris principalement contact avec l'équipe d'Erasmus et le centre NTUA (National Technical University of Athens).

²⁵ CIRED : Centre international de Recherche sur l'Environnement et le Développement.

²⁶ SGM : Second Generation Model [Edmonds et al, 1993] [Edmonds et al, 2004].

²⁷ Après le premier choc pétrolier, les modèles technico-économiques sont alors élaborés pour prévoir de façon plus précise l'évolution de la consommation énergétique en fournissant une description plus détaillée de l'ensemble des déterminants de la demande.

²⁸ Dans la sous famille des modèles de simulation, on trouve les modèles de dynamique de systèmes et les systèmes multi-agents.

²⁹ On a le cas de MARKAL MACRO. Pour plus de détails [Loulou et al, 2004], [Bahn et al, 1997]

³⁰ EFOM : Energy Flow Optimization Model) [Finon, 1974], [Van der Voort et al. 1984].

³¹ MESSAGE :Model for Energy Supply Strategy Alternative and their General Environmental impact, créé par IIASA (International Institute for Applied System Analysis) en Autriche.

³² MARKAL : MARKet ALlocation, développé comme outil de prévision et de stratégie énergétique par l'AIE, [Fishbone et Abilock, 1981] [Fishbone et al, 1983], [Berger et al, 1992], [Loulou et al,1997, 2004], [Assoumou, 2006].

s'explique en grande partie, comme nous avons pu le voir, à la grande variété de modèles et a fortiori de leurs résultats inhérents. Ci-dessous nous présentons un tableau récapitulatif des avantages et limites des approches « Bottom-Up » et « Top-Down ».

Méthodes	Avantages	Inconvénients
Modèles « Top-Down »	<ul style="list-style-type: none"> • Analyse des effets économiques généraux des politiques économiques. • Etendue de la description des composantes des secteurs non liés à l'énergie dans l'économie considérée. • Analyse des interactions sur l'ensemble de l'économie incluant les impacts sur le secteur, la production totale, l'emploi, la consommation, l'investissement, les prix, les salaires et les échanges. • Prise en compte des dysfonctionnements qui apparaissent sur les marchés • Analyse des rétroactions à partir de politique d'efficacité énergétique. • Possibilité d'utiliser des paramètres d'estimations économétrique (e.g élasticité). • Possibilité d'amélioration par l'intermédiaire de couplage. • Une base statistique faible. 	<ul style="list-style-type: none"> • Le progrès technique est isolé des innovations réalisées dans le secteur énergétique. • L'utilisation de fonction de production limite l'étude technologique détaillée. • Pas de représentation explicite des différentes technologies.
Modèles « Bottom-Up »	<ul style="list-style-type: none"> • Représentation détaillée et explicite des différentes technologies. • Mise en exergue des changements structurels au niveau technologique. • Possibilité d'amélioration par l'intermédiaire de modèle « hybride ». • La pénétration des technologies émergentes peut être modélisée. 	<ul style="list-style-type: none"> • La quantité de données requise du fait du niveau de détail. • Définition incomplète des liens avec l'ensemble de l'économie et les boucles de rétroaction. • Définition la plus précise possible des technologies futures est nécessaire pour ce type de modèle. • Le choix des technologies candidates relève du jugement de l'expert, ce qui peut induire un coté arbitraire ou partial [Boulangier et Bréchet, 2003]

Tableau 2: Tableau récapitulatif

Pour EDF, l'analyse de l'industrie diffuse s'effectue dans le cadre d'une compréhension fine des usages de l'énergie dans l'industrie. Cela requiert évidemment une connaissance très désagrégée des secteurs de l'industrie diffuse. Ainsi un exercice de prospective le mieux adapté pour l'industrie diffuse exige inéluctablement de représenter en détail et de façon explicite les différentes technologies existantes et émergentes afin de mettre en exergue les ruptures technologiques et évaluer les gisements d'efficacité énergétique. Cela n'est quasiment pas envisageable avec l'approche « Top-Down ».

En outre, la représentation du secteur industriel d'une manière isolée, ne facilite pas la mise en place d'un cadre global cohérent permettant de prendre en compte toutes les interactions entre les décisions des agents économiques, publics et privés [Djemaa, 2009]. Ces particularités sont suffisamment discriminatoires et ne nous permettent pas de nous orienter vers les modèles « Top-down ». De plus, dans le cas de l'industrie diffuse, il est plus pertinent de globaliser puis de répercuter la décision aux individus, d'où l'importance comme outil d'aide à la décision individuelle des modèles BU. Ainsi il s'agit non pas de « *penser individuellement dans le dessein d'agir globalement* » mais plutôt de prendre l'initiative nécessaire de « *penser globalement dans la perspective d'agir individuellement* ». Car **cela constitue le meilleur moyen de motiver les industriels dont leur facture énergétique est faible (une des caractéristiques des secteurs de l'industrie diffuse)** à faire des économies à l'inverse de l'étude individualisée dans le cas des industries grandes consommatrices d'énergie.

Par conséquent, notre choix se tourne naturellement vers une approche de type « Bottom-Up » et plus précisément le modèle TIMES, qui de par sa flexibilité, sa description très désagrégée des technologies, convient parfaitement pour les exercices de prospective énergétique pour l'industrie diffuse.

4. Le modèle TIMES industrie³³

TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM³⁴ System) est un générateur de modèle technico-économique de systèmes énergétiques locaux, nationaux ou multirégionaux, qui disposent d'une base technologique riche pour apprécier les dynamiques énergétiques à long terme. Il a été mis au point afin d'analyser et évaluer les possibles conséquences de différentes orientations énergétiques, environnementales ou législatives avec une représentation explicite et détaillée des technologies et des types d'énergies. Il est généralement appliqué à l'analyse d'un secteur énergétique global, mais peut aussi être appliqué à l'étude en détail d'un secteur unique (e.g. l'industrie) [Loulou et al, 2005]. Il maximise pour chaque période spécifiée, le surplus global (surplus consommateurs plus producteurs) en respectant les contraintes imposées.

TIMES a été développé par l'ETSAP³⁵ (Energy Technology Systems Analysis Program) en 1997 comme le successeur des anciens générateurs MARKAL et EFOM, en ayant les mêmes fonctionnalités que ses prédécesseurs, avec de nouvelles fonctionnalités facilitant ainsi la compréhension des systèmes. Il représente une nouvelle amélioration de ces anciens modèles en offrant une plus grande flexibilité.

Les fonctionnalités additionnelles qui ne sont pas présentes dans MARKAL et EFOM (du moins dans leur état premier de développement) :

- **Des intervalles de périodes de temps variables** : dans TIMES, on a une liberté totale dans la définition des intervalles des périodes de l'horizon de temps à l'opposé de MARKAL où ils étaient fixés.

³³ Pour plus de détails, Cf. Documentation for the TIMES Model, [Loulou et al, 2005].

³⁴ MARKAL (MARKet Allocation model) [Fishborne et al, 1981, 1983], [Berger et al., 1992], [Loulou et al,1997, 2004], [Assoumou, 2006] et EFOM (Energy Flow Optimization Model),[Finon, 1974], [Van Voort et al. 1984] sont deux modèles énergétiques avec une approche « Bottom-Up », qui ont inspiré la structure de TIMES.

³⁵ ETSAP est l'organisation mise en place pour la gestion, le développement et l'organisation des modèles de la famille MARKAL créé en 1976 par l'AIE (Agence Internationale de l'Energie). C'est un consortium d'équipes de pays membres (17).

- **Découplage des données** : Cette fonctionnalité simplifie énormément la maintenance de la base de données du modèle et procure une plus grande flexibilité au modélisateur. En effet, toutes les données d'entrée du modèle sont spécifiées indépendamment des périodes de temps du modèle. Ainsi, on peut aisément changer les intervalles de période de temps sans pour autant modifier les données d'entrée du modèle. Cela n'était pas le cas dans MARKAL car on doit fournir le profil de la capacité résiduelle pour toutes les technologies existantes à l'année de référence et sur toutes les périodes dans lesquelles cette capacité reste disponible. Dans TIMES, il suffit juste de déclarer la capacité résiduelle à l'année de base et le modèle calcule automatiquement la capacité qui reste dans les différentes périodes de la modélisation. (Amélioration indispensable avec la possibilité de découpage temporel libre).
- **Flexibilité des sous-périodes** : L'électricité et la chaleur sont les deux seules commodités à posséder des sous périodes dans MARKAL et sont définies rigoureusement (six sous périodes pour l'électricité et trois pour la chaleur). Par contre, dans TIMES, tous les produits et procédés peuvent posséder leur propre subdivision périodique (selon leur spécificité intrinsèque).

Source : [Remme et al, 2001]

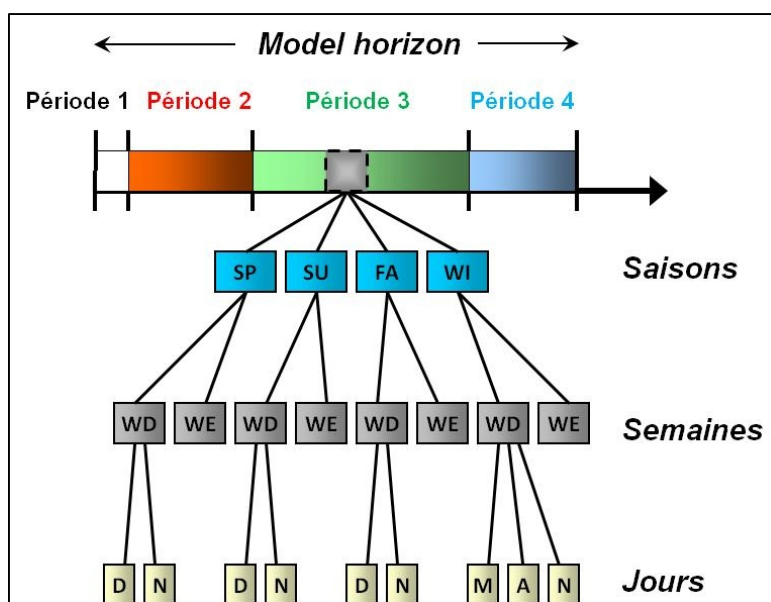


Fig. 20 : Subdivision périodique dans le modèle TIMES

- **Les procédés** : Dans MARKAL, les procédés peuvent différer dans la spécification de leurs paramètres. C'est le cas des procédés d'usage final qui ne disposent pas de variable activité, ou les procédés de ressources qui n'ont pas de variable d'investissement. Ils sont rigides par définition. A l'inverse, dans TIMES, chaque procédé a les mêmes caractéristiques de base. De plus, ils sont définis avec une entière flexibilité. Par exemple, considérons une chaudière pouvant consommer trois combustibles différents et dont le rendement dépend du combustible consommé. Dans MARKAL, il faut définir quatre procédés, un pour chaque combustible et un dernier pour les coûts d'investissement et les autres paramètres, alors qu'il suffit juste d'un seul procédé dans TIMES³⁶.

³⁶ Aucune technologie fictive n'est requise comme c'est le cas dans MARKAL (procédé pour les coûts d'investissement et les autres paramètres) [Loulou et al, 2005].

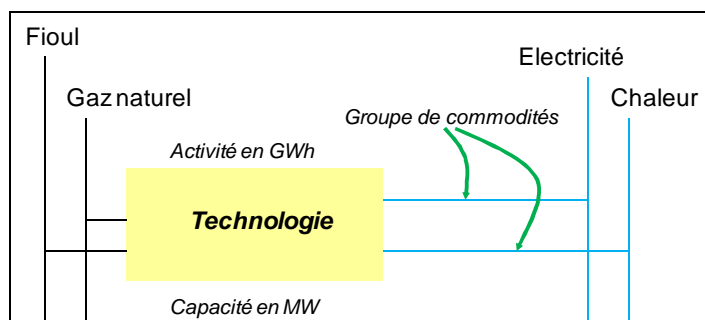


Fig. 21 : Exemple de représentation d'une technologie dans TIMES.

- **Une représentation plus réaliste et plus précise des investissements.**
- **Possibilité de représenter les coûts et les phases de construction et de démantèlement.**

TIMES est un modèle d'équilibre partiel en ce sens qu'un seul marché est étudié, isolément des autres. Cela implique deux choses : d'une part, qu'une modification des conditions d'offre et de demande sur ce marché ne modifie pas les autres marchés et, d'autre part, qu'une modification des conditions sur les autres marchés n'influence pas le marché étudié « *Ceteris Paribus* »³⁷. Ainsi le modèle TIMES industrie ne prend pas en compte les effets de rétroaction possibles sur le reste de l'économie. La prise en compte du reste de l'économie nécessite soit que l'on intègre un sous-module macroéconomique (le cas pratique de MARKAL-MACRO) [Loulou et al, 2004] [Bahn et al, 1997], soit que l'on réalise des couplages avec des modèles « top-down » (le cas du couplage GEMINI E3³⁸/MARKAL) [Pignon et Le Henaff, 2005].

On fait un choix d'un horizon temporel de 15 à 20 ans car à l'inverse des IGCE, l'industrie diffuse est très réactive avec des investissements moins lourds et moins longs. Notre modèle TIMES industrie diffuse nécessite d'une part la définition d'un système énergétique de référence (Squelette du modèle) avec une description détaillée des technologies existantes et futures et d'autre part les entrées du modèle (scénarios d'évolutions). Dans la suite, nous détaillerons ces différentes composantes de la structure du modèle.

4.1. La structure du modèles TIMES

La structure de TIMES est définie par des variables et des équations déterminées à partir de données d'entrées fournies par le modélisateur. Cela implique une représentation du système énergétique pour chaque région.

4.1.1. Les entrées du modèle

Dans TIMES, un scénario complet requiert la définition de piliers tels que les scénarii de demande, les évolutions futures des prix et/ou des réserves des ressources primaires et matières premières (l'offre), ainsi que les paramètres liés aux orientations stratégiques.

³⁷ " Toutes choses égales par ailleurs "

³⁸ GEMINI-E3 : General Equilibrium Model for Energy-Economy-Environment Interactions

4.1.1.1. La demande

On dit que le système énergétique du modèle TIMES est « piloté » par définition par la demande à satisfaire. C'est-à-dire que cette demande exogène va engendrer l'évolution du système représenté. L'estimation de la demande future en énergie repose sur la spécification d'un ensemble de déterminants appelés *drivers* ou *déterminants de la demande* associés à des élasticités pour chaque période. On fait un choix de scénario cohérent pour chacun des *drivers*. Ils sont obtenus via des sources externes (par « dire d'experts », données statistiques de l'INSEE³⁹) soit à partir d'autres modèles (GEMINI-E3). Ces drivers sont généralement la population, le produit intérieur brut (PIB), la production sectorielle (valeur ajoutée, mesure physique)...etc. D'autres indicateurs peuvent être pris en compte tels que la croissance de la Chine dans la production d'acier en Europe ou le Monde [Djema, 2009].

Une fois les *drivers* définis, les courbes de demande s'obtiennent via ces derniers affectés de leur élasticité selon la formule ci-dessous :

$$\text{Demande} = \text{Driver}^{\text{Elasticité}}$$

Les demandes sont fournies dans le scénario de référence. Cependant, il est probable que la demande soit affectée lorsqu'on a des scénarii alternatifs (e.g. une contrainte sur les émissions de CO₂, des changements de données et/ou caractéristiques des technologies). TIMES peut estimer la réponse de la demande aux variations de conditions des scénarii alternatifs. Et pour cela, le modèle requiert d'autres entrées comme les élasticités de la demande à leurs propres prix. Le modèle est ainsi capable de réajuster de manière endogène les nouvelles demandes.

4.1.1.2. L'offre

L'offre constitue le deuxième pilier des entrées du modèle. Il constitue l'ensemble des scénarii de prix et/ou de réserves disponibles des différentes ressources primaires et matières premières qui seront consommées à travers le système énergétique de référence. Ainsi, à travers ce composant, on notifie les évolutions futures des prix et/ou réserves disponibles des différents types d'énergie et de matières premières nécessaires. Il inclut aussi les possibilités d'échanges interrégionaux, intersectoriels.

Ces scénarii de demande, de prix sont exogènes. En outre pour les prix, ils proviennent pour la plupart d'autres modèles de type « top-down » (e.g. POLES⁴⁰ pour les prix des énergies)

4.1.1.3. Définition des politiques énergétiques

Du fait de l'impact de ces politiques sur le système énergétique, il est nécessaire de considérer la définition de leurs scénarii comme incontournable dans le modèle. Cette composante permet d'imposer entre autres, les évolutions futures des contraintes environnementales (taxes d'émissions de GES, restrictions d'émissions de GES...etc)⁴¹. Ils permettent aussi de tester les effets de différents choix politiques.

³⁹ INSEE: Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques.

⁴⁰ Prospective Outlook on Long-term Energy System, modèle de simulation long terme du système énergétique mondial, développé par l'institut LEPII-CNRS (Laboratoire d'Economie de la Production et de l'Intégration Internationale).

⁴¹ De façon générale, d'autres contraintes peuvent être mises en place telles que la limitation du développement du nucléaire

4.1.2. Le système énergétique de référence (RES) ⁴²

Le système énergétique décrit le chemin des ressources primaires à travers les différentes étapes suivantes : transformation, transport, stockage et distribution des commodités jusqu'à ce qu'elles soient consommées par les procédés finaux de demande ou exportées.

Le système énergétique de référence représente le fonctionnement de TIMES sur la base de deux composantes principales que sont les technologies et les commodités (Cf. Encadré 1).

ENCADRÉ 1 (Cf. Fig. 22 ci-dessous)

❖ **Les technologies**

Elles permettent de transporter, consommer, émettre ou transformer des commodités. Elles représentent généralement les turbines, les cogénérateurs, les chaudières, les procédés d'extraction de charbon, les procédés de fabrication industrielle ...etc.

Elles peuvent être classées suivant les groupes suivants :

- **PRE** : procédés énergétiques génériques (production et transformation d'énergie)
- **PRW** : procédés de fabrication de matières (selon le poids)
- **PRV** : procédés de fabrication de matières (selon le volume)
- **ELE** : procédés de production d'électricité
- **HPL** : procédés de production de chaleur
- **CHP** : procédés de cogénération
- **REF** : procédés de raffinage
- **DMD** : procédés de demande
- **IRE** : procédés pour les import/export
- **MISC** : procédés divers

❖ **Les commodités**

Elles correspondent aux énergies primaires (gaz, fioul...etc.), aux services énergétiques, aux matières premières ou aux émissions et chacune dans l'unité définie par le modélisateur. Elles sont représentées par les lignes verticales

Les flux de commodités sont représentés par des liens entre les technologies et les flux de commodités. Ce sont les flux d'entrée et de sorties des technologies, et représentent les lignes horizontales reliant les commodités aux technologies.

⁴² En anglais, c'est le RES pour Reference Energy System.

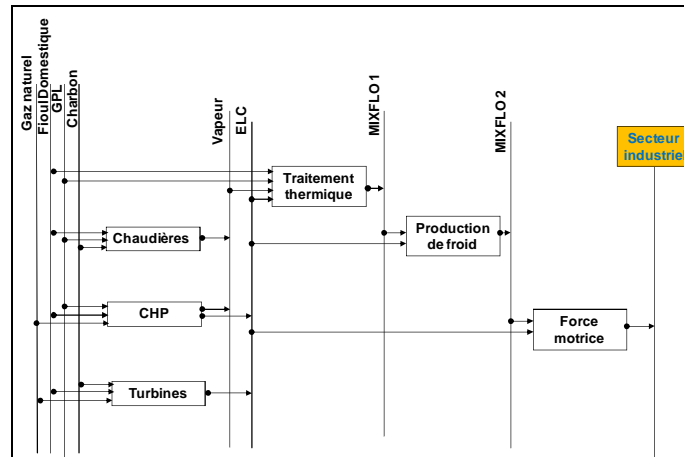


Fig. 22 : Exemple d'un Système Energétique de Référence (RES).

4.1.3. Les attributs de TIMES (paramètres)

Après avoir vu les principales composantes du RES, nous allons nous attarder ci-dessous sur les différents types de paramètres qui sont disponibles dans le modèle TIMES et qui peuvent leur être associés.

Cette partie permet de bien mettre en exergue l'importance des données dans la précision de représentation du système énergétique de façon générale pour tous secteurs. En effet, l'intégration de tous ces paramètres permet d'obtenir une représentation affinée et détaillée du système énergétique de référence dans le modèle TIMES. Le niveau de détail de cette représentation dépend fortement du niveau de désagrégation (approche « bottom-up ») considéré, qui lui dépend de la disponibilité de la base de données. Ainsi, plus la base de données sera conséquente, plus le système énergétique sera détaillé (Cf. Fig. 23).

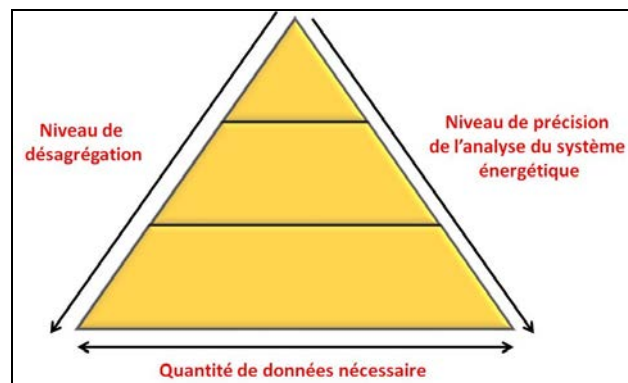


Fig. 23 : Pyramide sur le niveau de précision du système énergétique dans le modèle TIMES.

4.1.3.1. Les paramètres associés aux technologies

On distingue quatre types de paramètres associés aux technologies pour une représentation adéquate dans TIMES :

- **Les paramètres techniques** qui incluent la capacité installée ou l'activité, le rendement, le facteur de disponibilité de la technologie, l'intensité de consommation des commodités (par unité d'activité), la part des énergies par unité d'activité et la durée de vie technique. On peut

agir sur certains de ces paramètres (rendement, entrées et sorties des commodités,...) pour donner plus de flexibilité au procédé.

- **Les paramètres économiques** : ce sont les différents coûts des procédés : coûts d'investissements, coûts d'opération et de maintenance. On y inclut la durée de vie économique⁴³ qui permet de définir la durée d'amortissement du coût d'investissement, ainsi que le taux d'actualisation spécifique⁴⁴ (pour le calcul des annualités du coût d'investissement) du procédé.
- **Les paramètres inhérents aux orientations stratégiques** : Il s'agit des paramètres à rajouter pour définir l'orientation de la politique énergétique dans le modèle. Ce sont les taxes, les subventions, les quantités de polluants émis...
- **Les paramètres de limitations** (maximale UP, minimale LO, fixe FX) : Ils permettent de borner la capacité, l'activité ou le coût d'investissement des procédés.

4.1.3.2. Les paramètres associés aux commodités

Pour les commodités, on peut classer les paramètres qui leur sont associés en trois catégories :

- **Les paramètres techniques** permettent de suivre celles-ci. On a le rendement spécifique à chacune d'elles, ou leur part maximale ou minimale dans leur consommation dans une technologie.
- **Les paramètres économiques** incluent essentiellement les taxes et les subventions que l'on peut mettre en place sur la production des commodités.
- **Paramètres d'orientations stratégiques** mettent des bornes sur la production des commodités, ou sur leurs importations ou exportations.

4.2. Formulation mathématique du modèle TIMES industrie.

TIMES est un générateur de modèle linéaire d'analyse d'un système technico-économique basé sur le paradigme de la programmation linéaire. Il consiste à minimiser une fonction-objectif soumise à un ensemble de contraintes. La fonction objectif ainsi que toutes les contraintes sont exprimés à l'aide de fonctions linéaires d'un ensemble d'inconnus appelés variables de décisions⁴⁵.

Le problème linéaire généré par TIMES est décrit dans un langage spécifique issu d'un modeleur (GAMS⁴⁶ dans notre cas) permettant la formalisation du programme. Ce problème d'optimisation sera ensuite résolu par un logiciel de résolution performant⁴⁷ dédié à la programmation linéaire (CPLEX dans notre cas). La solution du problème (maximum du surplus total) donne les valeurs de toutes les variables de décision sur l'horizon de travail. [Loulou et al, 2004].

⁴³ La durée de vie économique peut différer de la durée de vie technique dans la définition des paramètres d'un procédé dans TIMES.

⁴⁴ Le taux d'actualisation spécifique au procédé peut différer du taux d'actualisation général utilisé dans le calcul de la fonction objectif qu'on verra dans la suite.

⁴⁵ Ces variables de décision représentent les choix faits par le modèle.

⁴⁶ GAMS : General Algebraic Modeling System. Pour plus de détails, Cf. *GAMS A User's Guide* de R. E. Rosenthal, 2008.

⁴⁷ Pour plus de détails, Cf. *The Solver Manual of the GAMS A USER'S GUIDE*, Anthony Brooke, David Kendrick, Alexander Meeraus, and Ramesh Raman, December 1998.

Finalement, la formulation du problème d'optimisation est basée sur trois composantes principales : la fonction objectif (critère à maximiser ou minimiser), les variables de décision (les inconnus), et les contraintes (équations ou inéquations impliquant les variables de décision qui doivent être satisfaites par la solution).

Dans l'Encadré 2 ci-dessous, nous avons défini les indices que le modèle utilise dans les variables et équations du modèle TIMES :

ENCADRÉ 2

r : indique la région.

t ou **v** : indique la période ; **t** correspond à la période en cours, et **v** indique l'année d'un investissement.

p : technologie.

c : ressource (forme énergétique, matière, émission, demande).

s : sous-période ; cet indice est pertinent seulement pour des commodités et des procédés qui sont suivis à un rythme plus fin qu'à l'année (journalier, semaine ou saisons). Cela correspond par exemple à l'électricité, les procédés de production d'électricité ou de chaleur...etc.

4.2.1. Les variables de décision

Comme nous l'avons stipulé précédemment, les variables de décisions représentent les inconnus et donc les choix faits par le modèle pour aboutir à l'optimum. Les variables de décision utilisées dans le modèle TIMES industrie sont :

NCAP(r,v,p) : C'est la nouvelle capacité ajoutée (investissement) pour la technologie **p**, sur la période **v** et la région **r**. Pour la plupart, l'unité est le PJ/an pour les technologies énergétiques, million de tonnes ou d'euros par an (Mt/an ou M€an) pour les technologies de production et le GW pour les installations électriques etc.

CAP(r,v,t,p) : C'est la capacité installée de la technologie **p**, en région **r** et période **t** (éventuellement **v**). Il s'agit de la capacité totale disponible sur la période **t** en considérant la capacité résiduelle disponible au début de l'horizon ainsi que les investissements réalisés avant et pendant cette période et pour lesquelles la durée de vie n'est pas atteinte.

CAPT(r,t,p) : C'est la capacité totale installée de la technologie **p**, en région **r** et période **t**. Elle est définie que si une contrainte de borne ou spécifique est spécifiée pour les technologies.

ACT(r,v,t,p,s) : C'est le niveau d'activité de la technologie **p**, en région **r** et période **t** (éventuellement **v** et **s**).

FLOW(r,v,t,p,c,s) : C'est la quantité de commodité **c** consommée ou produite par la technologie **p**, en région **r** et période **t** (éventuellement **v** et **s**). Cette variable confère plus de flexibilité pour la modélisation des technologies dans TIMES en permettant de définir des procédés flexibles avec des flux entrants et sortants non liés de manière rigide aux niveaux d'activité.

TRADE(r,t,p,c,s,imp) et **TRADE(r,t,p,c,s,exp)** : C'est la quantité de commodité **c** achetée (*imp*) (resp. vendue (*exp*)) par la région **r** à travers la technologie **p** d'importation (resp. exportation) sur la période **t** (éventuellement **s**).

D(r,t,d) : C'est la demande à satisfaire pour les usages finaux de la région **r** sur la période **t**.

4.2.2. La fonction-objectif de TIMES : coût total du système actualisé.

L'objectif du modèle généré par TIMES est de maximiser un surplus total (somme des surplus du consommateur et du producteur). Cette maximisation de surplus est transformée en une minimisation de coût par un changement de signe qui représente le coût total du système. La fonction-objectif du modèle généré par TIMES est la minimisation du coût total du système, augmenté d'un coût inhérent à la perte du bien-être provenant de la réduction de la demande. Tous les éléments de coûts sont actualisés à une année de base définie.

Les composantes du coût du système sont exprimées pour chaque année de l'horizon d'étude (et même pour certaines années hors horizon) contrairement aux contraintes et variables qui sont liées à une période. Ce choix permet d'avoir une représentation plus réaliste des flux de paiements effectués dans le système énergétique.

Pour chaque année, le coût total inclut les éléments suivants :

- **Coûts d'investissement** pour installer une technologie ;
- **Coûts annuels fixes⁴⁸ et variables⁴⁹ d'Opération et de Maintenance (O&M)** de la technologie ;
- **Coûts inhérents aux importations exogènes** ;
- **Revenues provenant des exportations exogènes** ;
- **Les valeurs résiduelles** des capacités encore installées à la fin de l'horizon d'étude ;
- **Taxes et subsides** associés aux flux de commodités, activités et investissements ;

Les diverses possibilités offertes par la modélisation sous TIMES permettent une description plus précise et plus réaliste des profils de coût à l'inverse de MARKAL. Ci-dessous, nous limitons notre description en montrant la façon dont les éléments de coût sont intégrés dans la fonction-objectif :

⁴⁸ Les coûts fixes sont les coûts qui sont proportionnels à la capacité.

⁴⁹ Les coûts variables sont les coûts proportionnels à l'activité. Il s'agit des coûts variables d'opération et de maintenance : la main-d'œuvre directe, les matières premières, l'énergie...etc.

- Les coûts d'investissements sont transformés en annuités calculées pour chaque année de l'horizon d'étude.
- La valeur résiduelle des investissements reste active à la fin de l'horizon de temps, cette valeur est calculée et assignée à l'année suivant la fin de l'horizon de temps.
- Les autres coûts cités ci-dessus, qui sont tous des coûts annuels, sont ajoutés au coût de capital annualisé auquel on soustrait la valeur résiduelle.
- TIMES calcule alors pour chaque région une Valeur Actuelle Nette de l'ensemble des coûts annuels, actualisée par rapport à une année de référence. Ces coûts actualisés sont ensuite agrégés, par région, en un seul coût total, constituant ainsi la fonction-objectif à minimiser.

$$NPV = \sum_{r \in R} \sum_{y \in YEARS} (1 + d_{r,y})^{REFYR-y} \bullet ANNCOST(r, y)$$

NPV : est la valeur actuelle du coût total pour toutes les régions ;

ANNCOST(r,y) est le coût total annuel de la région r pour l'année y ;

d_{r,y} : le taux d'actualisation général ;

REFYR correspond à l'année de référence pour l'actualisation ;

YEARS est l'ensemble des années du modèle pour lesquelles on a des coûts ;

R l'ensemble des régions.

4.2.3. La définition des contraintes

Dans le modèle TIMES, la minimisation du coût total actualisé se fait sous un grand nombre de contraintes (appelées aussi équations du modèle). On définit ces contraintes dans le but d'exprimer des liens logiques et physiques qui doivent être satisfaits afin d'obtenir une meilleure représentation du système énergétique associé [Loulou et al, 2005]. En cas de non satisfaction d'une contrainte, la résolution des équations est impossible. Il existe différentes sortes de contraintes dans TIMES que nous allons d'explicitier ci-dessous.

❖ Transfert de capacité

Le fait d'investir dans une technologie particulière, augmente sa capacité installée pendant sa durée de vie. A la fin de cette durée de vie, sa capacité installée totale décroît de la même quantité. Pour déterminer la capacité disponible à une période donnée, TIMES considère tous les investissements qui ont été faits jusqu'à cette période (incluant ainsi la capacité résiduelle⁵⁰ et les nouveaux investissements inhérents à ses choix⁵¹).

⁵⁰ Cette capacité (donnée exogène du modèle) correspond aux investissements pouvant avoir été faits avant la période initiale mais qui sont encore opérationnels.

⁵¹ Ce sont les investissements décidés par le modèle entre la période initiale et la période courante et qui n'ont pas encore atteint leur fin de vie.

Ainsi donc, nous pouvons formuler que la capacité installée totale pour chaque technologie p , de la région r , sur la période t est égale à la somme des investissements réalisés avant et durant la période⁵², et la capacité résiduelle. Nous avons alors la relation suivante :

$$CAPT(r, t, p) = \sum_{t' \leq t: t-t' < LIFE(r, t', p)} NCAP(r, t', p) + RESID(r, t, p)$$

Avec $RESID(r, t, p)$ la capacité résiduelle due aux investissements faits avant la période initiale du modèle et encore opérationnels en région r et période t .

❖ Relation entre niveau d'activité et flux de commodités

Une distinction est faite entre les variables d'activité et les variables de flux de commodités dans le modèle TIMES. Ainsi, au niveau de chaque technologie, il est nécessaire de lier entre elles ces deux types de variables par le biais d'une contrainte qui rende égale une variable d'activité $ACT(r, v, t, p, s)$, et un ensemble de variables de flux $FLOW(r, v, t, p, c, s)$, correctement pondérés.

Dans le cas d'une technologie simple (1 entrée / 1 sortie)⁵³, il est possible de choisir le flux de commodité en entrée ou en sortie pour définir l'activité. Nous avons alors la relation suivante :

$$ACT(r, v, t, p, s) = \sum [FLOW(r, v, t, p, c, s) / ACTFLO(r, v, p, c)]$$

Avec $ACTFLO(r, v, p, c)$ le facteur de conversion (souvent égal à 1) entre l'activité de la technologie p et le flux de la commodité c .

❖ Utilisation de la capacité

Dans chaque période temporelle, le modèle TIMES peut utiliser une partie ou la totalité de la capacité installée selon le facteur de disponibilité (AF). Ainsi, il est possible d'avoir une capacité en deçà de la capacité disponible si cette décision contribue à minimiser le coût global. Cependant, le modélisateur peut aussi imposer qu'une ou plusieurs technologies spécifiques soient utilisées à pleine capacité.

Pour chaque technologie p , sur la période t ou v , de la région r et le découpage de la période s , l'activité ne peut excéder sa capacité disponible selon son facteur de disponibilité spécifié.

⁵² La fin de la durée de vie n'étant pas encore atteinte.

⁵³ Dans les cas plus complexes où on a plusieurs commodités en présence en entrée et/ou en sortie, il sera nécessaire de constituer des groupes de commodités primaires (*primary commodity group (pcg)*) afin de définir la variable activité via ces entrées ou sorties.

$$ACT(r, v, t, p, s) \leq AF(r, v, t, p, s) * CAPUNIT(r, p) * FR(r, s) * CAP(r, v, t, p)$$

Avec $CAPUNIT(r, p)$ le facteur de conversion entre les unités de capacité et d'activité (souvent égal à 1 exceptées pour les chaudières, les turbines et les cogénérateurs). Par exemple, dans notre cas, pour une chaudière ou une turbine, le facteur de conversion pour un découpage temporel annuel est de 8,76 GWh/MW entre l'unité de capacité en MW et celle de l'activité GWh.

$FR(r, s)$ définit la durée du découpage temporel considéré (ici $s = \text{'ANNUEL'}$ donc $FR = 1$).

$AF(r, v, t, p, s)$ est le facteur de disponibilité.

❖ Equation d'équilibre des commodités

Pour chaque période, il est impératif que la quantité de chaque commodité produite plus les importations des autres régions doive s'équilibrer avec la quantité consommée ou exportée vers les autres régions. Dans TIMES, cette contrainte vérifie une égalité dans le cas de matières (i.e. la quantité produite et importée est exactement égale à la quantité consommée et exportée), et une inégalité dans le cas de vecteurs énergétiques, les émissions et les demandes (ce qui permet des productions excédentaires). Cependant, ces deux conventions par défaut de la contrainte peuvent être modifiées par le modélisateur s'il le souhaite. On obtient la relation ci-dessous :

$$\begin{aligned} & \sum CONSO(r, v, t, p, c, s) + \sum TRADE(r, t, p, c, s, "exp") \\ & \leq \sum PROD(r, v, t, p, c, s) + \sum TRADE(r, t, p, c, s, "imp") \end{aligned}$$

❖ Relation entre les flux dans un procédé

Une technologie avec un ou plusieurs flux de commodités est essentiellement définie par une ou plusieurs variables indépendantes de flux entrant et sortant. En l'absence de relation entre ces flux, la technologie serait totalement indéterminée (les sortants seraient indépendants des intrants). Pour cela, il est nécessaire de définir une contrainte qui préconise que le rapport existant entre ces flux soit égal à une constante (ce qui correspond à une efficacité). Dans le cas d'une technologie simple (un seul flux de commodité une entrée et une sortie), cela représente en réalité le rendement classique de cette technologie.

Pour chaque technologie, après avoir identifié le groupe de commodité entrant $cg1$ et celui sortant $cg2$, on choisira une valeur pour le rendement, noté $FLOFUNC(p, cg1, cg2)$. On a la relation suivante :

$$\begin{aligned} & \sum_{c \text{ dans } cg2} [FLOW(r, v, t, p, c, s)] = FLOFUNC(r, v, cg1, cg2, s) \\ & * \sum_{c \text{ dans } cg1} [COEFF(r, v, p, cg1, c, cg2, s) * FLOW(r, v, t, p, c, s)] \end{aligned}$$

Avec $COEFF(r, v, p, cg1, c, cg2, s)$ prend en compte l'harmonisation des différents découpages temporels des variables de flux.

❖ **Limitation des parts dans les différents flux pour plus de flexibilité des procédés**

En observant la formulation de la contrainte précédente sur les flux, on constate que cela procure beaucoup de liberté au niveau du choix des valeurs lorsqu'on a plus d'un élément dans un groupe. Ainsi la contrainte sur la limitation des parts de flux aura pour objectif de limiter la flexibilité en contraignant la part de chaque flux à travers son propre groupe.

$$FLOW(c) \leq \geq FLOSHAR(c) * \sum_{c' \text{ dans } cg} FLOW(c')$$

Le groupe *cg* peut être en entrée ou en sortie du procédé.

5. Conclusion

Nous avons dans cette partie, présenté les différentes caractéristiques essentielles du générateur de modèle TIMES, en simplifiant quelque peu la description de certaines équations plus complexes du fait de la souplesse inhérente aux découpages temporels. D'autres possibilités sont accessibles pour la génération de modèles sous TIMES telles que la programmation stochastique (gestion incertitude), phénomène d'apprentissage sur les technologies (Endogenous Technological Learning (ETL)) etc. Elles n'ont pas été développées ici car nous ne les avons pas utilisées lors du développement de notre modèle pour l'industrie diffuse.

ABREVIATIONS

- A** **AAEE : indice d'Amélioration Autonome d'Efficacité Energétique**
ADEME : Agence De l'Environnement et de la Maitrise de l'Energie
AIE : Agence Internationale de l'Energie
AF : Availability Factor (facteur de disponibilité)
- B** **BU: Bottom-Up**
BP : British Petroleum
- C** **CIREN: Centre international de Recherche sur l'Environnement et le Développement**
CEREN : Centre d'Etudes et de Recherches Economiques sur l'Energie
CEF : Consommation Energétique Finale
- D** **DGEMP : Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières**
- E** **EDF : Electricité De France**
EFOM : Energy Flow Optimization Model
ESUB: Elasticité de Substitution
ETL : Endogenous Technological Learning
ETSAP : Energy Technology Systems Analysis Program
- F** **FE : Facteur d'Emission**
FOD: Fioul Domestique
FOL : Fioul Lourd
- G** **GAMS: General Algebraic Modeling System**
GDF : Gaz De France
GPL : Gaz Pétrole Liquéfié
GEM E3 : General Equilibrium Model for Energy-Environment-Economy
GEMINI-E3 : General Equilibrium Model for Energy-Economy-Environment Interactions
GES : Gaz à Effet de Serre
- H** **HC : Hors Chaudière**
HOU : Houille
- I** **IAA : Industrie Agroalimentaire**

IAM : Integrated Assessment Model

ID: Industrie Diffuse

IEF : Intensité Énergétique Finale

IEP : Intensité Énergétique Primaire

IGCE : Industries Grandes Consommatrices D'Énergie

INSEE : Institut National de la Statistique et des Etudes Économiques

M MARKAL : MARKet ALlocation

MDE : Maitrise De l'Énergie

MDM-E3: Multisectoral Dynamic Model for Energy, Environment, Economy

MEGC : Modèle d'Équilibre Général Calculable

MESSAGE: Model for Energy Supply Strategy Alternative and their General Environmental impact

N NACE : Nomenclature d'Activités de la Communauté Européenne

NEMESIS: New Econometric Model for Environmental and Sustainable development and Implementation Strategies

O OCDE : Organisation de Coopération et de Développement Économiques

OIE : Observatoire de l'Industrie Électrique

O&M : Opération & Maintenance

P PCI : Pouvoir Calorifique Inférieur

PCS : Pouvoir Calorifique Supérieur

PIB : Produit Intérieur Brut

PNAQ : Plan National d'allocation de Quotas

POLES: Prospective Outlook Long-term Energy System

R RES: Reference Energy System

S SGM: Second Generation Model

T TIMES: The Integrated Markal-EFOM System

TIAM : TIMES Integrated Assessment Model

TD : Top-Down

W WEO: World Energy Outlook

LISTE DES FIGURES

Fig. 1 : Demande mondiale en énergie primaire par combustibles en 2008.....	20
Fig. 2 : Répartition géographique de la demande en énergie primaire totale en 2008.	21
Fig. 3 : Répartition géographique de la demande primaire par combustibles en 2008.	21
Fig. 4 : Répartition géographique des ressources et réserves de charbon dans le monde en 2008.	22
Fig. 5 : Intensité énergétique primaire du PIB (en tep/1000 \$) en Europe en 2007.....	23
Fig. 6 : Evolution du taux d'indépendance énergétique de 1990 à 2008 dans l'UE-15, UE-27 et en Europe.	24
Fig. 7 : Evolution du taux d'indépendance énergétique par pays en Europe en 2008.	25
Fig. 8 : Demande en énergie primaire par combustibles en 2008 dans l'Union Européenne (UE-27). .	25
Fig. 9 : Répartition géographique de la demande en énergie finale mondiale en 2008.....	27
Fig. 10 : Répartition de la demande d'énergie finale par secteur économique en Europe en 1990 et 2008.	28
Fig. 11 : Répartition de l'importance du secteur Industrie dans la consommation d'énergie finale et le PIB par pays en Europe en 2008.....	29
Fig. 12 : Répartition demande d'énergie finale par secteur économique en France en 1990 et 2008....	30
Fig. 13 : Importance de l'Industrie Diffuse dans l'industrie dans la consommation finale d'énergie et la valeur ajoutée totale en Europe en 2008.	31
Fig. 14 : Evolution de l'intensité énergétique finale de l'industrie en Europe.	32
Fig. 15 : Evolution des consommations d'énergie, de l'intensité énergétique et de la valeur ajoutée de l'industrie en France.	33
Fig. 16 : Evolution de la demande en énergie finale par type d'énergie de l'industrie en France.....	34
Fig. 17 : Evolution des prix des énergies pour l'industrie en France.....	34
Fig. 18 : Le champ pluridisciplinaire des modèles prospectives.	36
Fig. 19: Schema explicative des approches "Bottom-Up" et "Top-Down".....	36
Fig. 20 : Subdivision périodique dans le modèle TIMES	41
Fig. 21 : Exemple de représentation d'une technologie dans TIMES.....	42
Fig. 22 : Exemple d'un Système Energétique de Référence (RES).....	45
Fig. 23 : Pyramide sur le niveau de précision du système énergétique dans le modèle TIMES.....	45

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Importations de pétrole brut de l'Union Européenne en 2008 par pays ou zone géographique d'origine (Millions de tonnes).	26
Tableau 2: Tableau récapitulatif	39

6. Bibliographie

[AIE, 1998]

AIE, *Mapping the Energy Future: Energy Modeling and Climate Change Policy*, Energy and Environment Policy Analysis Series, 1998.

[AIE (WEO), 2008]

Agence Internationale de l'Énergie, *World Energy Outlook 2008*, IEA publications, 2008

[AIE (WEO), 2009]

Agence Internationale de l'Énergie, *World Energy Outlook 2009*, IEA publications, 2009

[AIE (WEO), 2010]

Agence Internationale de l'Énergie, *World Energy Outlook 2010*, IEA publications, 2010

[Assoumou, 2006]

E. Assoumou, *Modélisation MARKAL pour la planification énergétique long-terme dans le contexte français*, Ecole des Mines de Paris (Thèse), 2006.

[Bahn et al, 1997]

O. Bahn, L. Barreto, B. Büeler, S. Kypreos, *A Multi-regional MARKAL-MACRO Model to Study an International Market of CO2 Emission Permits*, PSI Bericht, 97-09, Institut Paul Scherrer, Villigen, Suisse, Novembre 1997.

[Bataille et al, 2006]

C. Bataille, M. Jaccard, J. Nyboer, N. Rivers, *Towards general equilibrium in a technology-rich model with empirically estimated behavioral parameters*, The Energy Journal Special Issue on Hybrid Modeling (2006), p93–112.

[Berger et al, 1992]

C. Berger, R. Dubois, A. Haurie, E. Lessard, R. Loulou And J.P. Waaub, *Canadian Markal: An advanced linear programming system for energy and environmental modeling*, INFOR 30 (1992), p222-239.

[Berglund et al, 2006]

C. Berglund, P. Söderholm, *Modeling technical change in energy system analysis: analyzing the introduction of learning-by-doing in bottom-up energy models*, Energy policy 34 (2006), p1344-1356.

[BGR, 2009]

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), *Reserves, resources and availability of energy resources*, Federal Institute for Geosciences and Natural Resources, Annual report 2009, Allemagne, Décembre 2008.

[Boulangier et Bréchet, 2003]

P-M. Boulangier, T. Bréchet, *Une analyse comparative des classes de modèles : modélisation et aide à la décision pour un développement durable*, Janvier 2003.

[BP, 2009]

British Petroleum (BP), *Review of World Energy 2008*, BP Statistical, Juin 2009.

[Brooke et al, 1998]

A. Brooke, D. Kendrick, A. Meeraus and R. Raman, *The Solver Manual of the GAMS, A USER'S GUIDE*, Décembre 1998.

[CGC, 2009]

Les Cahiers de Global Chance (CGC), *Petit mémento énergétique de l'Union Européenne*, Avril 2009

[CGP, 2002]

Commissariat Général du Plan (CGP), *Effet de serre: modélisation économique et décision publique*, Rapport du groupe présidé par Pierre-Noël Giraud, 2002.

[CITEPA, 2011]

Centre Interprofessionnel Technique d'Etudes de la Pollution Atmosphérique (CITEPA), *Emissions dans l'air en France : Substances relatives à l'accroissement de l'effet de serre*, Mai 2011.

[COM(769 final), 2000]

Commission des Communautés Européennes n° COM (2000) 769 final, *Livre vert - Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique*, Novembre 2000.

[COM(105 final), 2006],

Commission des Communautés Européennes n° COM (2006) 105 final, *Livre vert - Une stratégie européenne pour une énergie sûre, compétitive et durable*, Mars 2006.

[CPCI, 2009]

Commission Permanente de Concertation pour l'Industrie (CPCI), *L'état de l'industrie en 2008-2009*, Rapport 2009.

[Djemaa, 2009]

A. Djemaa, *Modélisation Bottom-Up, un outil d'aide à la décision long terme pour les mesures politiques en matière d'énergie et d'environnement - Le modèle TIMES appliqué aux industries grandes consommatrices d'énergie (IGCE)*, Ecole des Mines de Paris (Thèse), 2009.

[Edmonds et al, 1993]

J. Edmonds, H. Pitcher, D. Barns, R. Baron and M.A. Wise, *Modeling Future Greenhouse Gas Emissions: The Second Generation Model Description*, Modelling Global Change, Lawrence R. Klein and Fu-chen Lo, eds. United Nations University Press, New York, 1993.

[Edmonds et al, 2004]

J. Edmonds, H. Pitcher and R. Sands, *Second Generation Model 2004: An Overview*, Prepared for the United States Environmental Protection Agency, 2004

[Finon, 1974]

D. Finon, *Optimization model for the French energy sector*, Energy Policy 2 (1974), p136-151.

[Finon, 2003]

D. Finon, *Prospective énergétique et modélisation : Identification de pistes de progression méthodologique*, Note au Conseil Scientifique de l'Institut Français de l'Energie, Juin 2003.

[Fishborne et al, 1981]

L.G. Fishbone and H. Abilock, *MARKAL, a linear-programming model for energy system analysis: Technical description of the BNL version*, International Journal of Energy Research 4 (1981), p353.375.

[Fishborne et al, 1983]

L.G. Fishbone, G. Giesen, G. Goldstein, H.A. Hymmen, K.J. Stocks, H. Vos, D. Wilde, R. Zölcher, C. Balzer and H. Abilock, *User's Guide for MARKAL (BNL-51701)*, Brookhaven National Laboratory, Upton, New York, 1983.

[Gargiulo, 2009]

M. Gargiulo, *Getting started with TIMES-VEDA (Version 2.7)*, ETSAP (www.etsap.org), May 2009.

[GIEC, 2007]

Groupe Intergouvernemental des Experts sur le Climat (GIEC), *Bilan 2007 des changements climatiques*, 2007.

[Godet et Durance, 2011]

M. Godet, P. Durance, *La prospective énergétique : pour les entreprises et les territoires*, Editions DUNOD, 2011.

[Hansen & Percebois, 2010]

J-P. Hansen, J. Percebois, *Energie : Economie et politiques*, Editions De Boeck Université 2010.

[Loulou et al, 2004]

R. Loulou, G. Goldstein and K. Noble, *Documentation for the MARKAL family models*, ETSAP (www.etsap.org), October 2004.

[Loulou et al, 2005]

R. Loulou, U. Remme, A. Kanudia, A. Lehtila and G. Goldstein, *Documentation for TIMES model*, ETSAP (www.etsap.org), April 2005.

[Loulou et Labriet, 2007]

R. Loulou, M. Labriet, *ETSAP-TIAM: the TIMES integrated assessment model Part I: Model structure*, February 2007.

[Löschel, 2002]

A. Löschel, *Technological change in economic models of environmental policy: a survey*, *Ecological Economics* 43 (2002), p105-126.

[Mäkelä, 2000]

J. Mäkelä, *Development of an Energy System Model of the Nordic Electricity Production System*, Helsinki University of Technology, Department of Engineering Physics and Mathematic, October 2000.

[Merle-Beral, 2010]

E. Merle-Beral, *La Russie sur la scène énergétique*, Rencontres européennes de Die « Energie :Un bien commun », Agence Internationale de l'Energie (AIE), Octobre 2010.

[Murphy et al, 2007]

R. Murphy, N. Rivers and M.J. Jaccard, *Hybrid modeling of industrial energy consumption and greenhouse gas emissions with an application to Canada*, *Energy Economics* 29 (2007), p826-846.

[Nakata, 2004]

T. Nakata, *Energy-economic models and the environment*, *Progress in Energy and Combustion Science* 30 (2004), p417-475.

[Percebois, 2006]

J. Percebois, *Dépendance et vulnérabilité : deux façons connexes mais différentes d'aborder les risques énergétiques*, Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie (CREDEN), Cahier N° 06.03.64, Mars 2006.

[Percebois, 2007]

J. Percebois, *Les perspectives d'approvisionnement de l'Europe en Gaz Naturel*, Séminaire International France-Amérique Latine et Caraïbes, Géopolitique, sécurité et durabilité : transition vers un nouvel ordre énergétique mondial, Santiago (Chili), Novembre 2007.

[Pignon et Le Henaff, 2005]

V. Pignon, C. Le henaff, *Compréhension des modèles d'équilibre general calculable et leur portée dans les couplages avec des modèles technico-économiques*, EDF R&D, Département Technologies et Economie des Systèmes Electriques (TESE), Groupe « Economie des réseaux et marchés d'énergie » (Rapport interne), Décembre 2005.

[Rosenthal, 2008]

R.E. Rosenthal, *GAMS A User's Guide*, GAMS Development Corporation, Washington DC, USA, 2008.

[Rotmans et Van Asselt, 2001]

J. Rotmans and MB. van Asselt, *Uncertainty Management in Integrated Assessment Modelling: towards a pluralistic approach*, Environmental Monitoring and Assessment 69 (2001), p101-130.

[SOeS, 2009]

Service de l'Observation et des Statistiques, *Chiffres clés du climat : France et Monde*, Edition 2009, www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr.

[SOeS, 2010]

Service de l'Observation et des Statistiques, *CO2 et activités économiques de la France : Tendances 1990-2007 et facteurs d'évolution*, Août 2010 N°27, www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr.

[Syrota et al, 2008]

J. Syrota, J. Bergougnoux, T. Tuot et P. Hirtzman, *Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050*, Rapport de la commission Energie, Centre d'Analyse Stratégique (CAS), n°12, Volume 1, 2008.

[Van der Voort et al. 1984]

E. Van der Voort, E. Donni, C. Thonet, E. Bois d'Enghien, C. Dechamps and J.F. Guilmot, *Energy Supply Modelling Package EFOM-12C, Mark 1*. CABAY, Belgium, 1984

[WCED, 1987]

World Commission on Environment and Development (WCED), *Our common future*, Oxford University Press, 1987.

CHAPITRE II

Méthodologie de modélisation de l'industrie diffuse

TABLE DES MATIERES

1. Introduction : l'industrie diffuse, un périmètre si diffus	64
2. Segmentation de l'Industrie : des frontières floues... ..	65
2.1. Le périmètre Industrie considéré... ..	65
2.1.1. ...Quelle nomenclature d'activités pour la segmentation.....	65
2.1.2. ...Cadrage au niveau sectoriel.	66
2.2. Comment définir l'industrie diffuse dans ce périmètre Industrie?	68
2.2.1. Définition des groupes homogènes de secteurs industriels	69
2.2.1.1 La Classification Ascendante Hiérarchique (CAH)	71
2.2.1.2 Validation des résultats – Confrontation avec la méthode K-means.....	73
2.2.2. Définition des frontières de l'industrie diffuse dans l'Industrie.	74
3. Structuration de l'industrie diffuse.....	76
3.1. Hétérogénéité de l'industrie diffuse : une myriade d'opérations et de produits	77
3.1.1. La disparité de la consommation énergétique.....	77
3.1.2. Une myriade d'opérations et de produits.....	80
3.2. Etablissement d'un modèle sectoriel de l'ID : une modélisation par usages.....	81
3.3. Choix de l'indicateur de la demande : une caractérisation primordiale.....	83
3.3.1. L'Indice de la Production Industrielle (IPI)	85
3.3.2. Indicateur économique	89
3.3.3. Conclusion.....	90
3.4. L'effet de structure	90
3.4.1. Méthodologie d'évaluation de l'effet de structure dans l'industrie	92
3.4.2. Analyse de son impact dans l'évolution de la performance énergétique	93
3.4.3. Conclusion.....	100
3.5. Le choix du niveau de désagrégation : un compromis.....	101
4. Structure de l'industrie diffuse dans TIMES	102
4.1. La modélisation des technologies de chaudières, turbines et cogénérations.....	103
4.1.1. Méthode de prise en compte du paramètre pertes chaufferie dans chaque type de chaudière.	106
4.1.2. Méthode attribution des paramètres (durée de vie, disponibilité) à chaque type de chaudière, turbine ou cogénération	106
4.2. Les données : un point crucial dans la modélisation prospective.....	108
5. Conclusion	109
6. Bibliographie	113

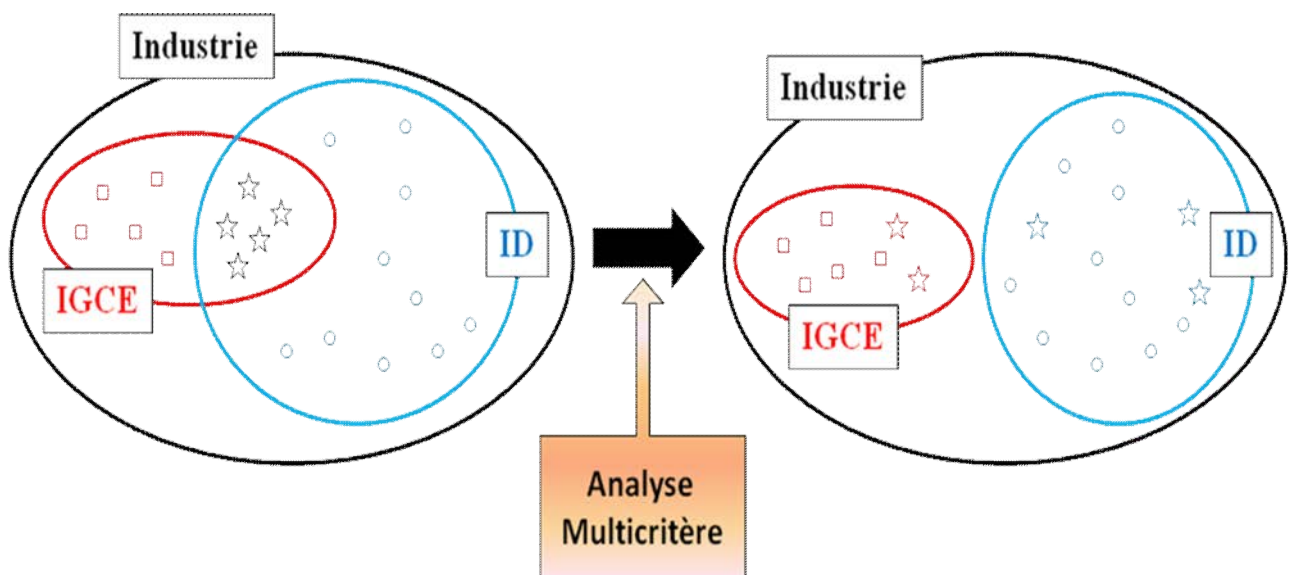
1. Introduction : l'industrie diffuse, un périmètre si diffus

L'**Industrie Diffuse (ID)** se caractérise habituellement par opposition à l'industrie énergivore ou **IGCE (Industrie Grande Consommatrice d'Énergie)**. D'ailleurs, le terme anglais est bien souvent « Non Energy Intensive Industry ». Ainsi par défaut, tout ce qui n'est pas IGCE est considéré comme partie intégrante de l'ID. Cette définition floue, apparaît donc comme une classe fourre-tout.

Cependant, si l'appartenance de certaines industries aux IGCE est indéniable telles que la sidérurgie, l'industrie chimique de base, l'industrie du ciment... Force est de constater qu'il existe bon nombre d'industries qui sont parfois intégrées soit dans les IGCE ou soit dans l'ID dans la littérature ou à dire d'experts sectoriels. C'est l'exemple d'industries comme l'industrie automobile, l'industrie laitière...etc. L'existence de ces industries « frontières » ne permet pas d'appréhender exactement le périmètre de l'ID. Cela donne donc une image floue, sans cohérence de la classe de consommateurs de l'ID et donc difficile à analyser.

La définition de façon autonome de l'industrie diffuse pose plusieurs questions. Il faut d'abord rechercher les critères pertinents et les valeurs limites, mais surtout savoir si ces critères sont suffisants pour décrire toute l'industrie diffuse. **Il faut veiller à rassembler sous un choix de critères l'ensemble de l'industrie diffuse, sans interférer avec les IGCE mais sans laisser de côté une classe de consommateurs.** La pertinence du choix des critères pourra se juger à l'aune de cette condition.

L'objectif de ce chapitre est donc de segmenter le périmètre Industrie et ainsi définir le périmètre de l'ID par le biais de critères pertinents. Ensuite nous exposerons les particularités et les choix engagés dans la construction d'un modèle à des niveaux détaillés des secteurs de l'industrie diffuse pour une analyse pertinente des résultats. Cette finesse de désagrégation considérée met en exergue toute l'importance de la donnée et sa disponibilité et oriente évidemment certains choix de modélisation.



2. Segmentation de l'Industrie : des frontières floues...

2.1. Le périmètre Industrie considéré...

2.1.1. ...Quelle nomenclature d'activités pour la segmentation.

Pour pouvoir être étudiée, l'industrie a été divisée en secteurs de taille plus ou moins importante selon les besoins finaux à partir d'études macro économiques ou micro-économiques. La nomenclature regroupe des secteurs d'activité ou produits proches. A partir des systèmes de codification, se sont donc construits trois niveaux de nomenclatures : international (CITI⁵⁴), européen (NACE⁵⁵) et les adaptations nationales [INSEE⁵⁶, 2003a]. Ces dernières sont tout simplement obtenues par éclatement des rubriques européennes les plus fines. C'est ainsi que par exemple la NAF⁵⁷ est une adaptation de la NACE (514 classes européennes à 712 classes françaises) pour ce qui concerne les activités. On dira que ce sont des nomenclatures gigognes : CITI mère de la NACE, NACE mère de la NAF. Les structures sont identiques et seul le degré de détail change. Les nomenclatures françaises sont les plus détaillées des trois (Cf. Tableau 3).

Dans le cas de notre modélisation prospective, nous avons opté pour la nomenclature NACE Rév. 1.1 de 2003. Elle est subdivisée en quatre niveaux et ces derniers sont codifiés (Cf. Tableau 3): le premier niveau est codifié par deux lettres (DA pour l'industrie agricoles et alimentaires), le deuxième niveau codifié avec deux chiffres (15 pour cet exemple correspondant à l'industrie agroalimentaire ou IAA), le troisième niveau codifié avec trois chiffres, et le quatrième niveau le plus détaillé codifié avec quatre chiffres.

Ce choix permet de faciliter non seulement les comparaisons dans l'analyse de l'évolution de l'industrie entre certains pays européens mais aussi de garder l'un des objectifs principaux de cette thèse c'est-à-dire effectuer une analyse le plus détaillée possible dans les études sectorielles. C'est un bon compromis entre degré du niveau de détail et base de données disponible. En effet, la disponibilité des données constitue une partie importante dans une modélisation prospective avec TIMES.

⁵⁴ CITI : Classification Internationale Type des Industries (ONU)

Révision 2 : 1968-1989
 Révision 3 : 1989-2002
 Révision 3.1 : 2002-2007
 Révision 4 : 2008-...

⁵⁵ NACE : Nomenclature d'Activités de la Communauté Européenne (Eurostat)

« 1970 » : 1970-1992
 Révision 1 : 1993-2002
 Révision 1.1 : 2003-2007
 Révision 2 : 2008-...

⁵⁶ INSEE : Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques.

www.insee.fr

⁵⁷ NAF : Nomenclature d'Activités Française (INSEE)

Sans précision : 1993-2002
 Révision 1 : 2003-2007
 Révision 2 : 2008-...

Source INSEE

CITI	NACE	NAF	INTITULÉS
D	D	D	INDUSTRIE MANUFACTURIÈRE
-	DA	DA	INDUSTRIES AGRICOLES ET ALIMENTAIRES
15	15	15	INDUSTRIES ALIMENTAIRES
151	15.1	15.1	Industrie des viandes
1511	15.11	15.1A	Production de viandes de boucherie
	15.12	15.1C	Production de viandes de volailles
	15.13		Préparation de produits à base de viandes
		15.1E	Préparation industrielle de produits à base de viandes
		15.1F	Charcuterie
	15.2	15.2	Industrie du poisson
1512	15.20	15.2Z	Industrie du poisson
	15.3	15.3	Industrie des fruits et légumes
1513	15.31	15.3A	Transformation et conservation de pommes de terre
	15.32	15.3C	Préparation de jus de fruits et légumes
	15.33		Transformation et conservation de fruits et légumes n.c.a.
		15.3E	Transformation et conservation de légumes
		15.3F	Transformation et conservation de fruits
	15.4	15.4	Industrie des corps gras
1514	15.41	15.4A	Fabrication d'huiles et graisses brutes
	15.42	15.4C	Fabrication d'huiles et graisses raffinées
	15.43	15.4E	Fabrication de margarine
152	15.5	15.5	Industrie laitière
1520	15.51		Fabrication de produits laitiers
		15.5A	Fabrication de lait liquide et de produits frais
		15.5B	Fabrication de beurre
		15.5C	Fabrication de fromages
		15.5D	Fabrication d'autres produits laitiers

Tableau 3 : Exemple d'une partie de la division 15 (Industries agro-alimentaires).

2.1.2. ...Cadrage au niveau sectoriel.

Dans la définition sectorielle de notre périmètre d'étude, nous n'avons considéré que l'ensemble des secteurs de l'industrie de consommation finale d'énergie. Ce qui implique donc que ce périmètre englobe les industries agroalimentaires et tous les secteurs d'activités du SESSI⁵⁸ excepté les secteurs **Energie**. En effet, pour la base de données du SESSI, l'ensemble de l'industrie englobe tous les secteurs de l'industrie extractive, de l'industrie manufacturière (non compris les IAA⁵⁹) et les secteurs de production et de conversion d'énergies (Cf. Tableau 4).

⁵⁸ SESSI : Service des Etudes et des Statistiques Industrielles.

www.insee.fr/sessi/

⁵⁹ IAA : Industrie AgroAlimentaire

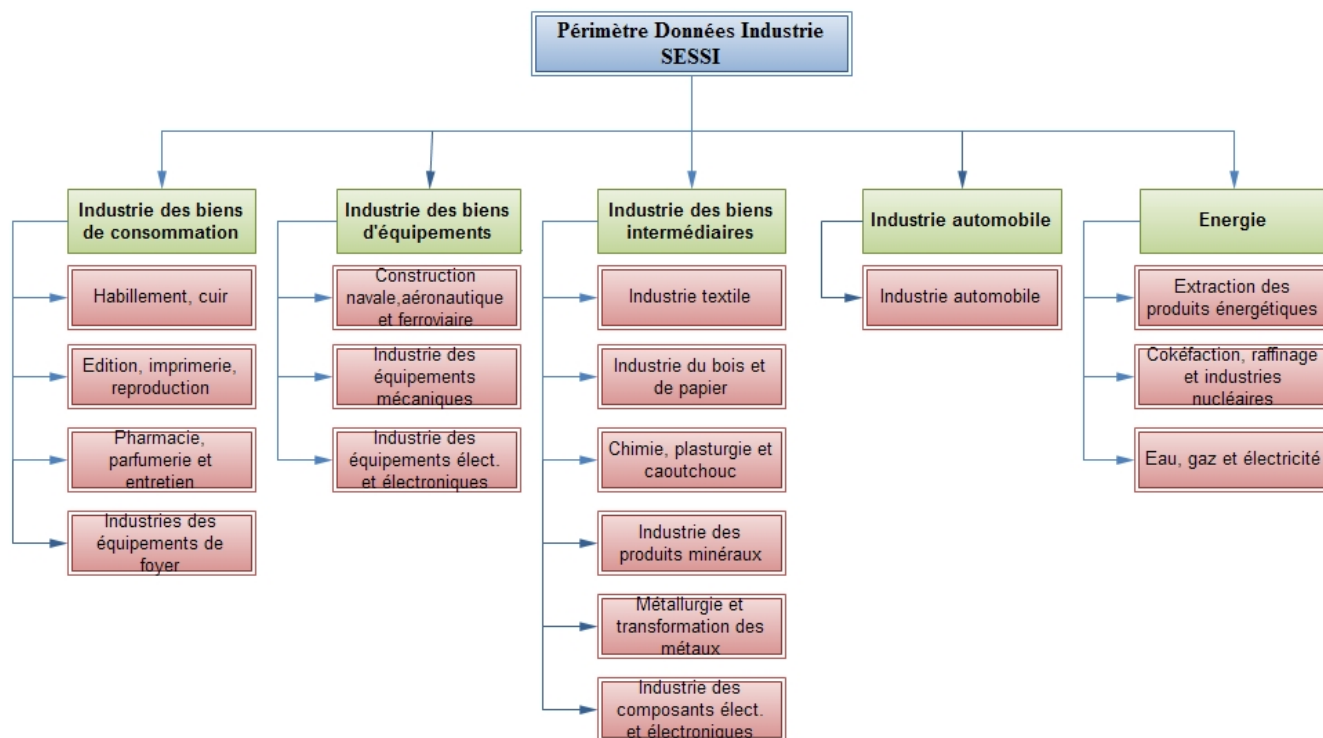


Tableau 4 : Cadrage sectoriel périmètre Industrie SESSI.

Ainsi donc, cela revient à dire en d'autres termes que notre périmètre industriel englobe toutes les industries extractives (extractions de produits non énergétiques) et toute l'industrie manufacturière hormis le secteur cokéfaction, raffinage et industries nucléaires. Cependant, par manque de certaines données économiques pour les industries extractives de produits non énergétiques, nous ne le prendrons pas en compte dans la suite de notre analyse de segmentation de notre périmètre (Cf. Tableau 5).

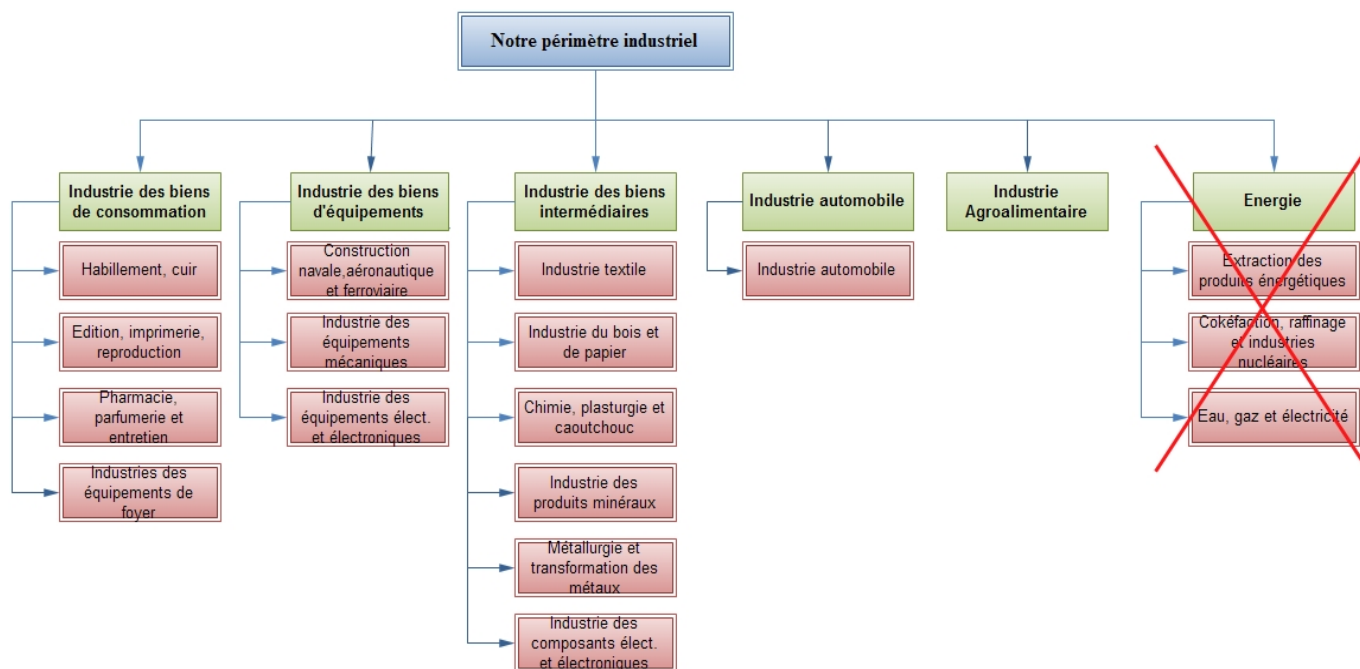


Tableau 5 : Cadrage sectoriel du périmètre Industrie pour la thèse.

Par la suite, une segmentation de ce périmètre industriel permettra de distinguer les deux familles d'industries que nous avons stipulées plus haut à savoir les industries grandes consommatrices

d'énergie et les secteurs de l'industrie diffuse. Une analyse multicritère serait adéquate pour en déterminer une frontière de séparation basée sur l'étude d'indicateurs pertinents inhérents aux caractéristiques économiques et/ou énergétiques.

2.2. Comment définir l'industrie diffuse dans ce périmètre Industrie?

Chaque secteur industriel possède sa propre structure et ses caractéristiques particulières qui peuvent aboutir à une modélisation différente adaptée à chacune d'elle. Dans la littérature, il existe plusieurs segmentations différentes de l'industrie basées sur des caractéristiques économiques et/ou énergétiques. Mais le problème qui persiste, est qu'il y a une multitude de segmentations de l'industrie et de noms qui sont utilisés pour distinguer les secteurs. Li et al, dans leur analyse des changements structurels de l'industrie manufacturière taïwanaise, ont travaillé avec quatre regroupements en se basant sur la notion de secteurs stratégiques ou non stratégiques subdivisés chacun en fonction du degré d'intensité énergétique [Li et al, 1990]. Ils définissent les secteurs stratégiques comme étant les secteurs à grande valeur ajoutée tels que les machines, Equipements électriques et électroniques, Equipements de transport. Le Ministère de l'Energie des Etats-Unis (US DOE)⁶⁰ segmente son industrie en trois groupes : les secteurs grands consommateurs d'énergie (Chimie, papier et carton, ciment, verre, IAA...), les secteurs faiblement consommateurs d'énergie (Textile, industrie du caoutchouc, industrie du bois...) et les secteurs à grande valeur ajoutée (Industrie des machines, des équipements électriques et électroniques, les équipements de transport) [US DOE, 1995a]. Dans certaines études, on a une segmentation en industries lourdes assimilées aux secteurs à forte intensité énergétique, et en industries légères considérées comme étant les secteurs à faible intensité énergétique [Schipper et al., 2001], [Phylipsen et al., 1997]. Certains auteurs se sont basés sur le type de produits fabriqués par les secteurs ou sur le degré d'intensivité en matières premières des produits fabriqués pour segmenter l'industrie [Williams et al, 1987] [Gardner et Elkhafif, 1998] [Capros et Mantzos, 2000] [Abdelaziz et al, 2011]. D'autres auteurs ont tout simplement considéré deux regroupements en fonction du degré de l'intensité énergétique en se basant sur les considérations historiques d'appartenance des secteurs⁶¹ [J.P. Huang, 1993] [Enevoldsen et al, 2007] [Martinez, 2009]. Ainsi, et malgré la variété des termes, nous pourrions distinguer trois approches qui ont été communément adoptés lors de la segmentation :

- (1) Considérations historiques de la segmentation sectorielle de l'industrie en distinguant certains grands secteurs à forte intensité énergétique (sidérurgie, chimie de base...etc) et traiter le reste comme étant des secteurs non-énergivores.
- (2) Définition des familles de secteurs en se basant sur le degré d'intensivité d'un secteur à partir des caractéristiques de ses procédés, et/ou d'autres appellations ou définitions telles que industries lourdes et industries légères.
- (3) Etablissement de frontières quantitatives (limites) basé sur des critères pertinents afin de bien et mieux différencier les différentes familles de secteurs industriels.

La problématique que soulève le choix de la première approche est qu'il n'y a pas d'arguments qui soient donnés pour les critères choisis, qui plus est, semblent arbitraires.

⁶⁰ The US Department Of Energy

⁶¹ Par exemple, on a toujours considéré que l'industrie laitière est dans les IGCE alors que nous verrons par la suite que ce ne sera pas vraiment le cas après analyse.

Dans la deuxième approche, la distinction suivant le critère industrie lourde et/ou légère se base soit sur la position de l'industrie dans le cycle de fabrication des produits⁶², ou soit sur l'intensité capitaliste et l'emploi. Cependant, cette approche semble très floue du fait de l'hétérogénéité des industries à des niveaux de nomenclature très désagrégés. De plus, le concept d'industrie lourde ou légère doit être abordé avec beaucoup de prudence en utilisant l'intensité capitaliste et l'emploi⁶³[Ramirez et al, 2005]. En effet, un secteur intensif en emploi n'implique pas nécessairement qu'il ait une intensité énergétique faible. C'est ce qui explique probablement que certains secteurs comme par exemple l'industrie laitière, très intensive en emploi, soit souvent mise dans les industries énergivores [EDF R&D], [US DOE, 1995a], ou soit souvent considérée dans les industries non énergivores [J.P. Huang, 1993], [Li et al, 1990].

Finalement, la dernière approche semble être la plus pertinente surtout si les critères utilisés pour définir cette limite sont pertinents et clairs à contrario des deux premières approches critiquées comme étant arbitraire. De plus, l'établissement d'une limite semble plus facile à comprendre et à saisir et peut permettre des comparaisons entre différentes études.

2.2.1. Définition des groupes homogènes de secteurs industriels

Nous basant sur la troisième approche, nous avons réalisé une classification du périmètre Industrie en faisant une analyse multicritère prenant en compte un ensemble de variables descriptives pertinentes. Nous cherchons à segmenter l'industrie de façon purement quantitative et précise en deux groupes : les IGCE (Industrie Grande Consommatrice d'Énergie ou Industrie énergivore) et les secteurs de l'Industrie Diffuse (ID).

Dans ce but, nous avons utilisé des méthodes de *clustering* (agrégation) avec un logiciel de data mining : TANAGRA⁶⁴ [Rakotomalala, 2005]. **Ce logiciel permet d'identifier les groupes homogènes de secteurs industriels ayant des caractéristiques similaires et la compréhension de l'appartenance d'un secteur à chacun de ces groupes. En effet, le but de ces méthodes consiste à créer un ensemble d'agrégats (cluster) de secteurs industriels, chacun le plus homogène possible, et entre eux les plus distincts possibles.** Ces techniques d'agrégation sont basées entre autre sur la notion de distance par rapport à des centroïdes (centre de masse de chaque groupe) [Baccini et Besse, 2007]. A partir de ces différents regroupements, nous pourrons ensuite en définir les frontières du périmètre Industrie Diffuse par rapport au reste de l'industrie.

On distingue le plus souvent deux principales branches de *clustering* : **le clustering hiérarchique et le clustering par partition** [Redmond et Heneghan, 2007]. Pour des besoins de confrontation et de validation des résultats de segmentation de l'industrie, nous utiliserons une technique dans chacune de ces deux branches qui diffèrent de par leur algorithme.

- Le **clustering hiérarchique** cherche à regrouper itérativement les individus d'un échantillon donné et en construisant progressivement un arbre (appelé *dendro-*

⁶² Les industries lourdes sont considérées comme étant celles qui permettent de passer des matières premières aux produits intermédiaires. Les industries regroupant les activités d'assemblage et de fabrication utilisant les produits issus des industries lourdes constituent les industries légères.

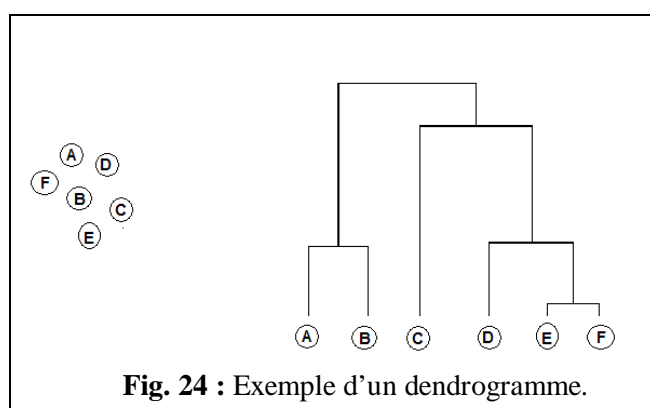
⁶³ Il y a une forte tendance actuelle qui est de se dire que les secteurs à forte intensité d'emploi appartiennent aux secteurs non énergivores.

⁶⁴ TANAGRA est un logiciel gratuit de DATA MINING destiné à l'enseignement et à la recherche. Il implémente une série de méthodes de fouilles de données issues du domaine de la statistique exploratoire, de l'analyse de données, de l'apprentissage automatique et des bases de données.

gramme (Cf. Fig. 24). Son algorithme peut être ascendant (type « bottom-up ») ou divisif (type « top-down »). Dans le cas de notre analyse, nous avons opté pour la technique de Classification Ascendante Hiérarchique (ou CAH) (« type bottom-up ») qui est le plus communément utilisé. L'algorithme de la CAH commence par tous les singletons (chaque individu [secteur industriel] constitue un groupe), et à chaque étape, cherche à constituer des groupes par agrégation des éléments les plus proches de l'étape précédente. Le calcul des distances s'effectue avec la méthode de Ward qui consiste à effectuer à chaque regroupement, la minimisation de l'augmentation de l'inertie intraclasse (ou en d'autres termes la minimisation de la décroissance de l'inertie interclasse)⁶⁵ [Baccini et Besse, 2007]. **Le nombre de groupes est alors déterminé à posteriori. Ainsi, la technique donne des indications sur le nombre de groupes à retenir.**

- Dans le cas du **clustering par partition** (ou communément la méthode des *K-means*), **le nombre de groupes k est fixé à priori**. Le principe de cette méthode est la constitution des k groupes (k étant un nombre choisi par l'analyste) à partir des n individus sur la base d'un algorithme itératif «Recentrage/Réaffectation» en essayant d'optimiser un indice global mesurant la qualité de la classification. L'algorithme choisit les k centres de groupes de telle sorte que la fonction objectif (la somme des carrés des distances d'un individu au centre du groupe le plus proche) soit minimisée [Redmond et Heneghan, 2007]. Ensuite, tous les individus sont assignés au groupe dont le centre est le plus proche au sens de la distance euclidienne. Il recalcule le barycentre de ces groupes qui deviennent de nouveaux centres et ainsi de suite. L'assignation de chaque individu à un centre, la détermination des centres sont itérées jusqu'à convergence en un nombre d'itérations maximum fixé⁶⁶.

Ainsi donc, on peut considérer ces deux techniques comme complémentaire dans une analyse de segmentation de l'industrie au regard de leur algorithme.



La CAH va nous permettre de savoir si nous devons considérer une segmentation de l'industrie en seulement deux groupes du fait de la disparité des segmentations existant dans la bibliographie. Et la *K-means* va permettre de valider ou non cette segmentation de la CAH en fixant à priori le nombre de groupes trouvé par cette dernière.

Nous basons notre analyse de segmentation jusqu'au niveau de nomenclature le plus désagrégé du périmètre Industrie c'est-à-dire le niveau 4 de la nomenclature NACE⁶⁷. Les regroupements obtenus avec ces deux techniques nous permettront de donner une définition plus précise des frontières séparant les secteurs de l'industrie diffuse du reste de l'industrie.

⁶⁵ Pour plus de détails de la méthode de Ward [Gettler-Summa et Pardoux, 2007].

⁶⁶ Une dizaine d'itérations suffit généralement pour atteindre la convergence [Baccini et Besse, 2007].

⁶⁷ La nomenclature européenne est subdivisée en quatre niveaux où le niveau 4 est le plus détaillé (Cf. Tableau 3).

2.2.1.1 La Classification Ascendante Hiérarchique (CAH)

La segmentation avec la CAH permet donc de détecter automatiquement le nombre de groupes le mieux adapté constituant ainsi des groupes « naturels » de manière à ce que les individus dans un même groupe se ressemblent, et les individus de groupes différents soient dissemblables.

Le choix des critères de caractérisations de ces groupes homogènes est d'une grande importance et constitue la première étape. Nous avons donc basé notre analyse sur trois principaux critères :

- (1) Le premier critère fait appel aux différences existant dans *l'intensité énergétique*⁶⁸ à travers les secteurs industriels.
- (2) Le deuxième critère caractérise *la part du coût énergétique dans la valeur de production* dans chacun des secteurs d'activité. Ce critère met en exergue les différences au niveau des coûts des énergies dans le cycle de production entre les différentes industries.
- (3) Et le troisième critère repose sur *la quantité d'énergie consommée par site de production* de chaque secteur d'activité. Ce dernier note le caractère diffus dans l'implantation des sites de production sur l'ensemble du territoire.

Ces trois variables d'intensité constituent nos variables actives (INPUT) dans la CAH c'est-à-dire les variables principales permettant de faire la segmentation de notre périmètre industriel.

Après exécution de la CAH, la division en **trois (3) groupes** semble être la plus évidente (Cf. tableaux ci-dessous). C'est celle qui a été détectée par TANAGRA.

L'étape suivante consiste à caractériser ces trois groupes. Pour ce faire, nous ajoutons aux trois principales variables précédentes, quatre autres variables constituant les variables illustratives qui sont uniquement mis en avant pour l'interprétation des différents groupes constitués : *La consommation énergétique (GWh), la valeur ajoutée (M€), le nombre de sites de production et le nombre d'employés*. Ces différentes variables vont permettre de décrire les trois groupes constitués par la méthode CAH. L'outil compare ainsi tous ces indicateurs (moyenne⁶⁹) marginaux et conditionnellement aux groupes [Rakotomalala, 2006].

⁶⁸ L'intensité énergétique est définie comme étant le rapport de la consommation énergétique sur l'indicateur de l'activité du secteur considéré. Nous verrons plus tard après analyse que pour caractériser la demande industrielle dans l'industrie diffuse, la **Valeur Ajoutée** est finalement l'indicateur le plus pertinent.

⁶⁹ Lorsque les indicateurs sont quantitatifs comme c'est le cas ici, nous comparons *les moyennes* : Par contre, lorsqu'ils sont qualitatifs, nous comparons *les proportions*.

Groupe 1 [85.2%] 201 secteurs			
Description variables	Valeur Test	Groupe	Industrie
Variables			
Nombre d'employés	1.94	45,865	41,810
Nombre de sites	1.67	3,379	2,883
Valeur ajoutée (VA) M€	1.42	2,161	2,011
Consommation énergétique (GWh)	-4.57	2,024	5,346
Consommation par site (GWh/sites)	-4.81	1.8	18.4
Intensité énergétique (GWh/M€)	-7.75	1.2	3.1
Coûts énergétiques dans la VP (%)	-8.49	0.8%	1.0%

Tableau 6 : Caractéristiques du premier groupe.

Groupe 2 [0.8%] 2 secteurs			
Description variables	Valeur Test	Groupe	Industrie
Variables			
Consommation par site (GWh/sites)	9.27	508.2	18.4
Intensité énergétique (GWh/M€)	5.4	24.2	3.1
Consommation énergétique (GWh)	3.15	40,377	5,346
Coûts énergétiques dans la VP (%)	2.91	6.0%	1.0%
Valeur ajoutée (VA) M€	-0.41	1,356	2,011
Nombre d'employés	-0.6	22,444	41,810
Nombre de sites	-0.62	71	2,883

Tableau 7: Caractéristiques du deuxième groupe.

Groupe 3 [14%] 33 secteurs			
Description variables	Valeur Test	Groupe	Industrie
Variables			
Coûts énergétiques dans la VP (%)	7.78	5.0%	1.0%
Intensité énergétique (GWh/M€)	6.03	11.1	3.1
Consommation énergétique (GWh)	3.57	18,833	5,346
Consommation par site (GWh/sites)	1.42	43.9	18.4
Valeur ajoutée (VA) M€	-1.33	1,281	2,011
Nombre de sites	-1.51	548	2,883
Nombre d'employés	-1.8	22,225	41,810

Tableau 8: Caractéristiques du troisième groupe.

Les **Tableau 7** et **Tableau 8** montrent que nous avons obtenu une segmentation supplémentaire au sein des IGCE au regard des moyennes de chaque variable dans chacun des deux groupes obtenus. Ces

Les statistiques sur les variables sont converties en un critère appelé la « valeur test » (VT).

L'outil TANAGRA utilise la VT qui peut se lire comme la statistique d'un test de comparaison de moyennes. C'est un critère permettant de hiérarchiser les variables selon leur pertinence. Ainsi, nous pouvons distinguer celles qui sont les plus caractéristiques de chaque groupe.

La règle d'interprétation repose sur la distinction des situations où les VT s'écartent fortement des autres [Rakotomalala, 2008]. Pour les trois variables actives définies ci-dessus, les VT sont de simples mesures de similarités entre variables et groupes [Gettler-Summa et Pardoux, 2007].

Le premier groupe est composé de secteurs faiblement consommateurs d'énergie avec une part des coûts énergétiques négligeable dans la valeur de production. Ces secteurs d'activités sont aussi très intensifs en emploi et en implantation de sites de production sur l'ensemble du territoire, avec des produits à haute valeur ajoutée. Il représente près de 85,2% de l'ensemble des secteurs du périmètre Industrie.

Dans le second et le troisième groupe, il s'agit de secteurs très énergivores avec des coûts énergétiques élevés dans la valeur de production. Cependant, contrairement à ceux du premier groupe, ils sont largement moins intensifs en emploi. De plus, leurs sites de production sont moins implantés sur l'ensemble du territoire et leurs produits génèrent des valeurs ajoutées relativement faible en comparaison.

Ces différentes caractérisations permettent ainsi de distinguer deux familles sectorielles: le premier groupe correspond aux industries faiblement énergivores et donc l'industrie diffuse alors que les deuxième et troisième groupes représentent les industries énergivores ou IGCE.

deux sous groupes des IGCE représentent environ 15% du périmètre Industrie. En se basant sur les moyennes des variables de l'outil, les secteurs du second groupe sont plus intensifs en énergie que ceux du troisième groupe. Pour cette raison, nous avons appelé le second groupe (2 secteurs) par « **IGCE fortes** » et le troisième groupe composés de 33 secteurs industriels par « **IGCE faibles** ».

Nous présentons la segmentation du périmètre Industrie dans la Fig. 25 ci-dessous :

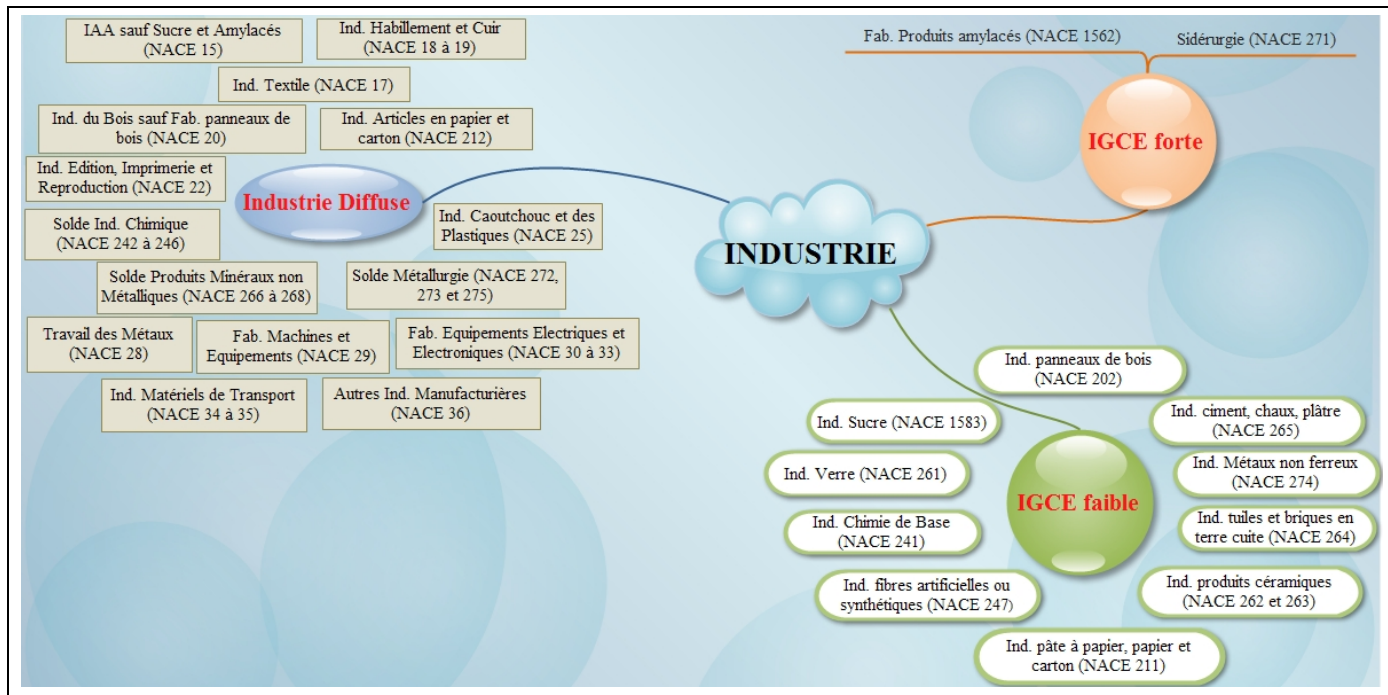


Fig. 25 : Segmentation de notre périmètre industrie en France.

Dans le paragraphe suivant, nous effectuons une comparaison avec la méthode des *K-means* où nous fixerons le nombre de groupes à trois correspondants à celui trouvé par la CAH. Cette comparaison va permettre de valider ces regroupements sectoriels de l'Industrie.

2.2.1.2 Validation des résultats – Confrontation avec la méthode K-means.

Notre idée ici dans cette section est de comparer les regroupements obtenus avec la CAH à ceux de la méthode des K-means, une méthode très connue dont les qualités ont été étudiées maintes fois dans les domaines connexes [Peña et al, 1999], [Khan et Ahmad, 2004], [Redmond et Heneghan, 2007], [Lai et al, 2009].

En effet, nous paramétrons de telle sorte que les résultats des deux approches (CAH et K-means) soient comparables. Ainsi, nous fixons le nombre de cluster à trois (3) à l'instar de la méthode CAH. L'outil TANAGRA est muni d'un composant nous permettant de faire des comparaisons croisées de ces deux résultats (Cf. Tableau 9).

		Stat	Value		c kmeans 1	c kmeans 2	c kmeans 3	Sum
Cluster_HAC_1	Cluster_KMeans_1	Tschuprow's t	0.902317	c_hac_1	201	0	0	201
		Cramer's v	0.902317	c_hac_2	0	0	2	2
		Phi ²	1.628352	c_hac_3	6	27	0	33
		Chi ² (p-value)	161.21 (0.0000)	Sum	207	27	2	236
		Lambda	0.705882					
		Tau (p-value)	0.6724 (0.0000)					
		U(R/C) (p-value)	0.6289 (0.0000)					

Tableau 9 : Comparaison croisée des résultats de la CAH et des *K-means*.

Le tableau ci-dessus montre que les deux typologies sont cohérentes et que l'on a une correspondance quasi-exacte entre les groupes proposés par la Classification Ascendante Hiérarchique et la méthode des *K-means*.

Ainsi nous pouvons conclure que cette classification (Cf. Fig. 25) semble être la plus appropriée pour le périmètre industriel français considéré.

2.2.2. Définition des frontières de l'industrie diffuse dans l'Industrie.

L'outil TANAGRA nous a permis de définir les regroupements sectoriels du périmètre Industrie et de distinguer l'industrie diffuse du reste. Une visualisation graphique va aider à la définition des frontières quantitatives pour définir l'industrie diffuse. Nous avons opté pour une représentation où nous mettons en regard les trois critères principaux deux à deux pour visualiser les frontières.

Dans les Fig. 26, Fig. 27 et Fig. 28, nous avons donc représenté graphiquement ces trois critères deux à deux en échelle logarithmique pour une bonne visualisation vu la disparité des ordres de grandeurs. Cette représentation deux à deux permet d'obtenir quasiment une visualisation en 3D des secteurs industriels.

La Fig. 26 montre que la définition de la frontière en termes seulement d'intensité énergétique est un peu floue. Ainsi, avec la Fig. 27, l'ajout du critère « poids du coût énergétique dans la valeur de production » aux deux autres critères (« intensité énergétique » et « intensité de consommation des sites ») précise la zone de délimitation de la segmentation. Ainsi nous avons choisi une valeur limite de l'intensité énergétique d'environ 6 GWh/M€ correspondant à environ deux fois la moyenne observée sur l'ensemble Industrie ($\approx 2,7$ GWh/M€).

Dans les Fig. 27 et Fig. 28, nous avons observé que le domaine de séparation pour la part du coût énergétique dans la valeur de production entre le dernier secteur diffus et le premier IGCE est inclus dans l'intervalle [1,8% : 3,5%]. Donc nous avons choisi de prendre une limite à 2,5% correspondant quasiment à la médiane de cet intervalle et qui équivaut à environ deux fois la moyenne observée sur l'ensemble de notre périmètre Industrie ($\approx 1,2\%$). Le seuil pour lequel nous avons opté reste quasiment dans le même ordre de grandeur que celui considéré par le Conseil de l'Union Européenne. Dans sa directive, ce seuil est fixé à 3% pour l'application de réductions fiscales par les Etats membres sur la consommation de produits énergétiques en faveur des IGCE [CE(L283/51), 2003].

Les Fig. 26 et Fig. 28 permettent de bien distinguer la frontière entre les deux familles sectorielles de l'Industrie via le paramètre « intensité de consommation énergétique par site de production ». Nous voyons donc clairement que sur ces graphes, prendre une limite à 10 GWh/Site permet de juger de la

pertinence de la segmentation proposée. Cette valeur correspond à environ quatre (4) fois la moyenne d'énergie consommée par site de production du périmètre Industrie, soit $\approx 2,3$ GWh/Site.

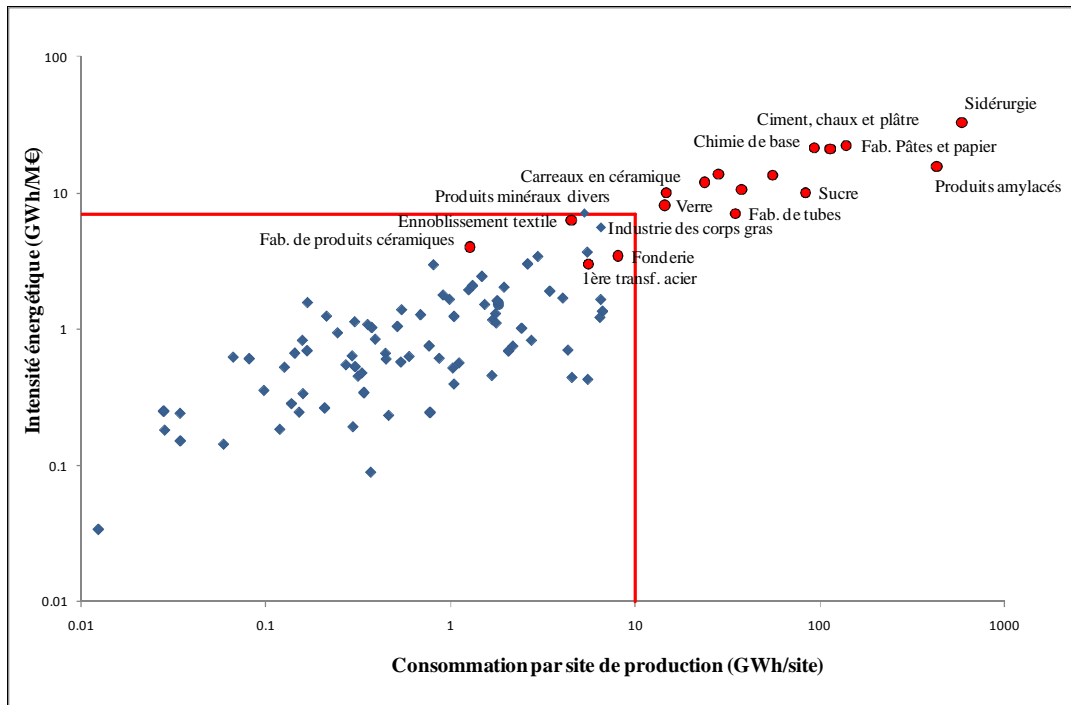


Fig. 26 : Intensité énergétique en fonction de la consommation énergétique par site de production.

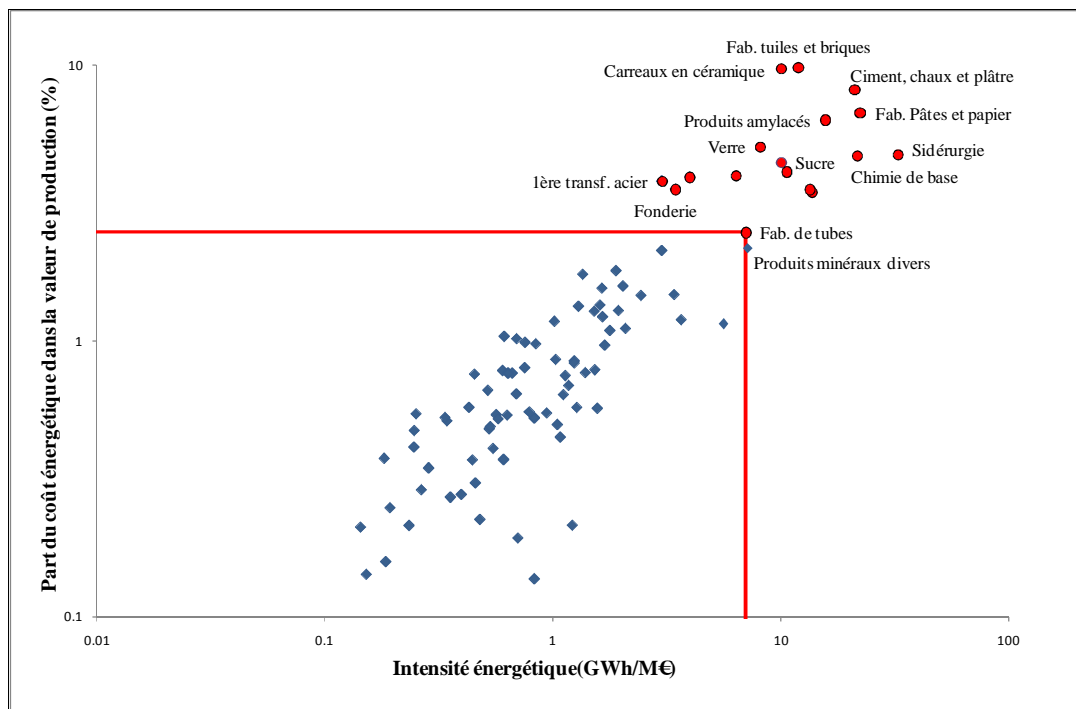


Fig. 27 : Part du coût énergétique en fonction de l'intensité énergétique.

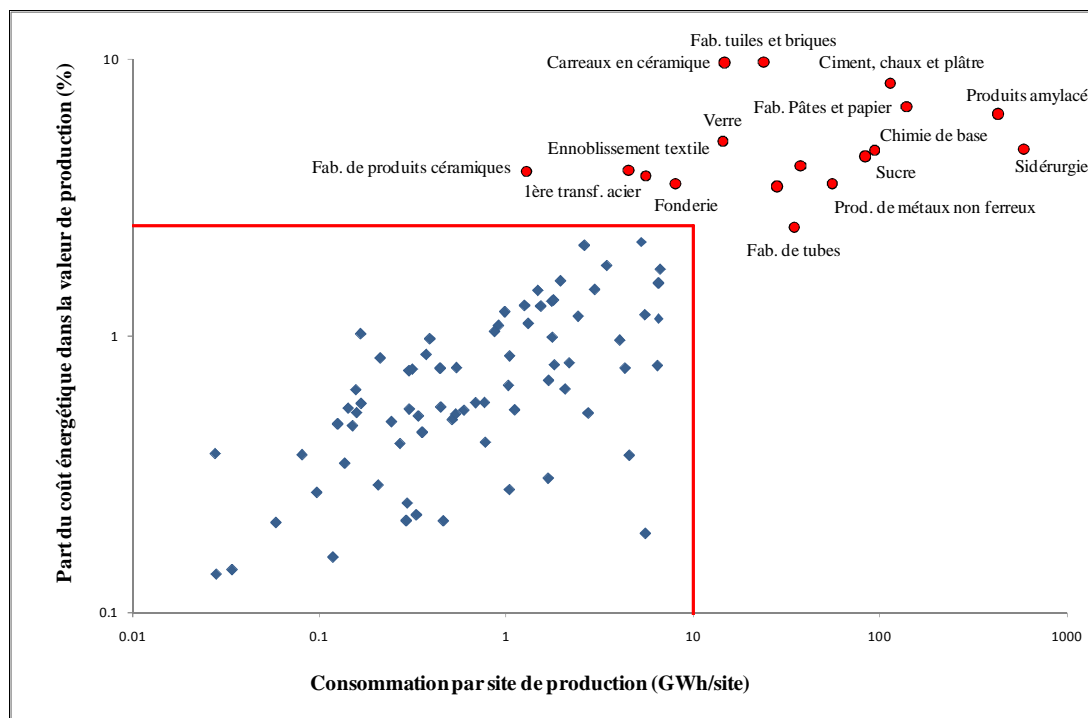


Fig. 28 : Part du coût énergétique en fonction de la consommation énergétique par site de production.

Ainsi, dans l'analyse du périmètre Industrie en France, nous définissons l'industrie diffuse comme étant les secteurs ayant les caractéristiques suivantes :

- Une intensité énergétique inférieure à 6 GWh/M€
- Une faible part des achats énergétiques dans la valeur de production en dessous de 2,5%,
- Et une consommation énergétique par site de production inférieure à 10 GWh/Site.

Après avoir établi les frontières quantitatives (limites) afin de différencier les secteurs de l'industrie diffuse des autres secteurs du périmètre industriel, nous allons expliciter la structuration qui sied le mieux à la représentation des secteurs de l'industrie diffuse avec le modèle TIMES.

3. Structuration de l'industrie diffuse

L'objectif est de chercher une structure représentant l'industrie diffuse permettant de calculer les consommations énergétiques de cette dernière dans un futur probable. Cela requiert de construire un système énergétique de référence qui, pour être pertinent, doit englober un maximum de possibilités tant énergétiques que technologiques. Une telle structure devrait permettre d'analyser l'industrie diffuse au niveau le plus désagrégé, adaptée à un contexte économique particulier via ses différents choix énergétiques ou technologiques possibles.

Dans un exercice MARKAL-TIMES, la modélisation des usages énergétiques dans le secteur de l'industrie pose toujours un problème délicat. Leur représentation demande une connaissance précise des installations industrielles des régions et secteurs représentées et des technologies mises en œuvre ou possibles sur un horizon considéré. En outre, les paramètres techniques (capacité, intensité consommation énergétique, rendement, économies d'énergie etc.), les paramètres économiques (les coûts

d'investissements, coûts O&M⁷⁰, durée de vie économique etc.) et les paramètres inhérents aux orientations stratégiques (taxes, subventions etc.) seront associés à chaque technologie pour une identification individualisée. Ainsi, la modélisation de l'industrie demande des choix importants de la part du modélisateur dans l'élaboration d'un modèle afin de concilier disponibilité des données, représentation fine et adéquate du secteur et efforts de modélisation.

Dans notre modélisation, nous avons considéré une structuration de l'industrie diffuse de la façon suivante :

- La consommation par forme d'énergie : Analyse de l'évolution des achats énergétiques pour obtenir le profil de consommation de chaque sous-secteur d'une industrie étudiée. Cela permet de voir pour l'ensemble des sous-secteurs, les formes d'énergies qui sont et seront les mieux implantées. Ces achats pourront aussi être repartis en consommations directes (hors chaudières HC) et en consommations indirectes (sous chaudières SC) pour mieux voir l'hétérogénéité dans les modes de consommations énergétiques.
- Les équipements de production d'électricité et de vapeur (turbines, chaudières et cogénération)
- La consommation finale d'énergie par opération pour recenser les principales opérations énergétiques.
- Et enfin, l'évolution de l'indicateur de la demande industrielle qui oriente les choix énergétiques et technologiques des différents sous-secteurs. Cet élément est un point crucial dans la modélisation TIMES pour rester proche de la réalité. Ainsi, nous avons consacré un paragraphe à la discussion liée au choix de cet indicateur de la demande le plus adéquat et pertinent pour l'industrie diffuse dans ce chapitre.

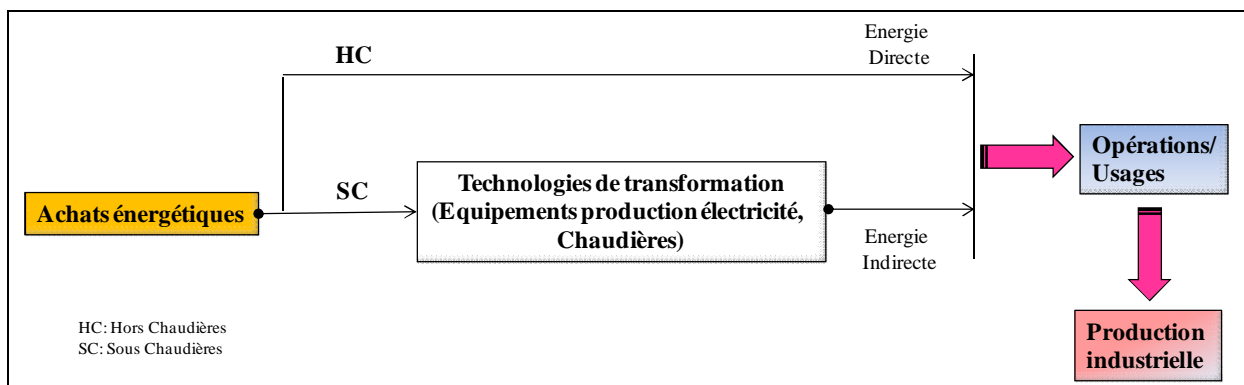


Fig. 29 : Synoptique de la consommation énergétique dans l'industrie diffuse.

3.1. Hétérogénéité de l'industrie diffuse : une myriade d'opérations et de produits

3.1.1. La disparité de la consommation énergétique

L'industrie diffuse en France représente environ 45% de la consommation énergétique totale dans l'Industrie. La Fig. 30 nous permet de mettre en exergue la consommation énergétique de tous les secteurs et donc leur poids respectif dans la consommation énergétique de l'industrie diffuse. Le secteur de l'agroalimentaire représente à lui seul près d'un tiers de la consommation totale de l'ID.

⁷⁰ Opération et Maintenance.

Source ENERVISION

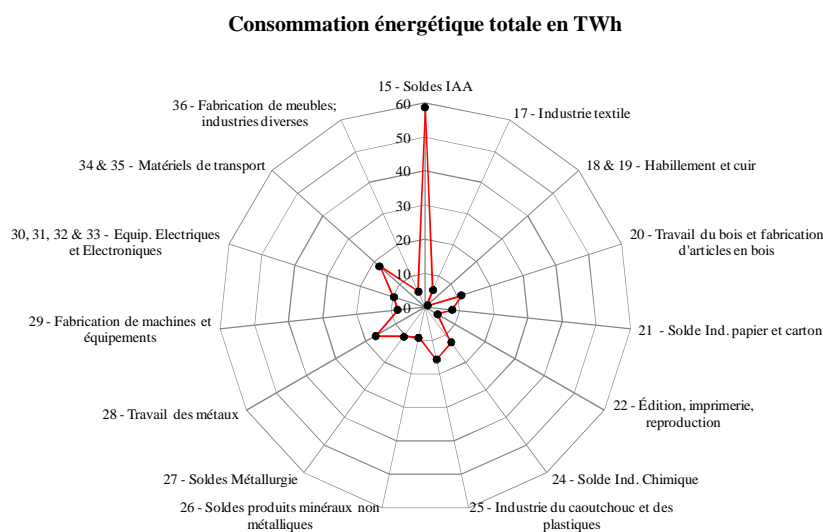


Fig. 30 : Consommation énergétique totale des secteurs de l'industrie diffuse en 2006.

Le secteur des matériels de transport (automobile ...) suit avec juste 10% du total de l'ID. Le profil de consommation par forme d'énergie de ces secteurs est assez différent d'un secteur à l'autre. Pour l'ensemble des secteurs, les formes d'énergies les mieux implantées, sont représentées sur la Fig. 31.

Source ENERVISION

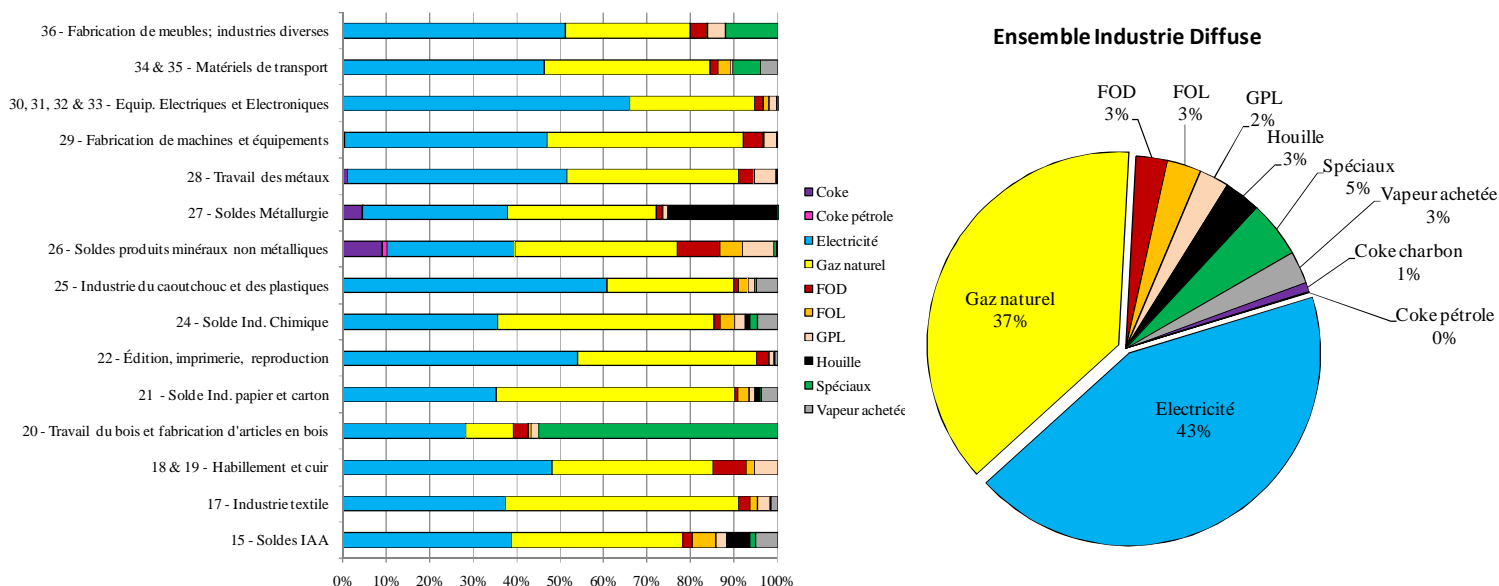


Fig. 31 : Profil de consommation par forme d'énergie dans l'industrie diffuse.

- **L'électricité avec 43% de la consommation totale de l'ID** (contre 26% pour l'ensemble de l'Industrie) est la première forme d'énergie du fait notamment de l'importance des usages mécaniques et l'usage froid.
- Le gaz naturel représente 37% dans l'industrie diffuse contre 31% de la consommation d'énergie pour l'ensemble de l'Industrie. La plupart du gaz est consommée de façon indirecte par les installations thermiques (chaudières, turbines, cogénérations) pour produire du fluide caloporteur et de l'électricité.

- Les combustibles spéciaux avec 5% de la consommation totale de l'industrie diffuse est la troisième forme d'énergie. Ils sont composés en majorité de déchets de bois et des graisses animales. Ils sont principalement consommés dans le secteur de l'industrie du bois qui représente à elle seule environ 70% et aussi dans l'agroalimentaire (environ 10%). D'autre part, ils sont consommés majoritairement sous chaudière à 75% (Cf. Fig. 32).

Le poids de l'usage sous chaudière dans la consommation énergétique primaire est assez disparate. Il varie de 5% (Solde Métallurgie)⁷¹ à environ 55% (Solde industrie chimique)⁷². Pour l'ensemble de l'industrie diffuse, elle représente environ 32% contre 36% pour l'ensemble de l'Industrie (Cf. Fig. 32).

Le gaz naturel est la forme d'énergie la plus consommée sous chaudière pour environ 61% alors qu'elle ne représente que 26% en hors chaudière c'est-à-dire en consommation directe au niveau des opérations énergétiques de fabrication.

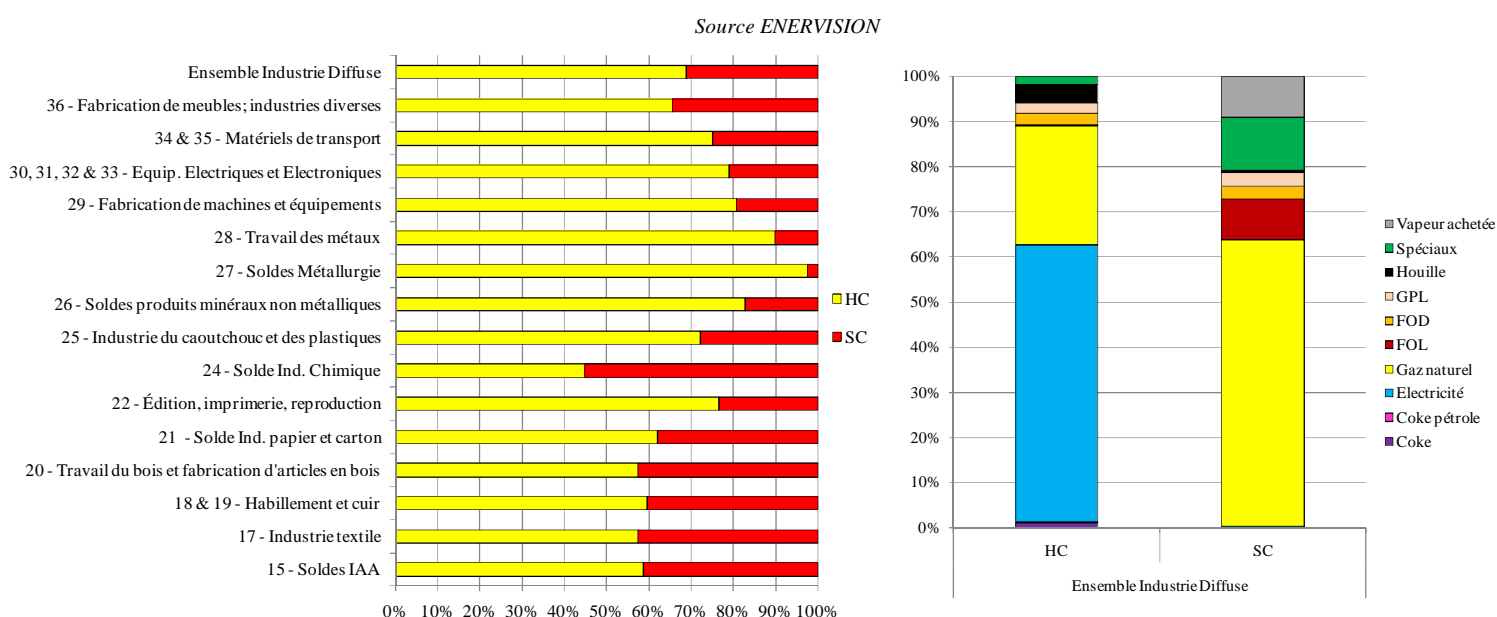


Fig. 32 : Répartition des combustibles sous chaudières et hors chaudière dans l'industrie diffuse.

Le Fuel Lourd (FOL) et les combustibles spéciaux représentent chacun respectivement environ 9% et 12% de la consommation sous chaudière. Le secteur du travail du bois constitue à lui seul environ 60% de la consommation totale de combustibles spéciaux sous chaudière. La consommation sous chaudière du Fuel Lourd provient à 60% des IAA dont les deux tiers (2/3) de cette consommation pour les besoins finaux des opérations énergétiques suivantes : le séchage (évaporation) pour environ 28%, le chauffage des liquides environ 28% (stérilisation et pasteurisation, chauffage de produits liquides ou gazeux et production d'eau chaude pour le nettoyage) première opération énergétique dans l'industrie laitière et le traitement thermique (13%) principalement pour la cuisson de produits alimentaires.

La houille (3%) est consommée majoritairement en hors chaudière et principalement dans l'usage séchage dans le secteur Fabrication d'aliments pour animaux (IAA) et le solde du secteur métallurgie.

⁷¹ Le solde Métallurgie correspond aux secteurs de la fabrication de tubes (NACE 272), première transformation de l'acier (NACE 273) et la fonderie (NACE 275).

⁷² Ce secteur représente l'industrie chimique sauf le secteur de chimie de base (NACE 241) et le secteur de fabrication de fibres artificielles ou synthétiques (NACE 247).

3.1.2. Une myriade d'opérations et de produits

Les secteurs de l'industrie diffuse se caractérisent par une multitude d'opérations et de produits.

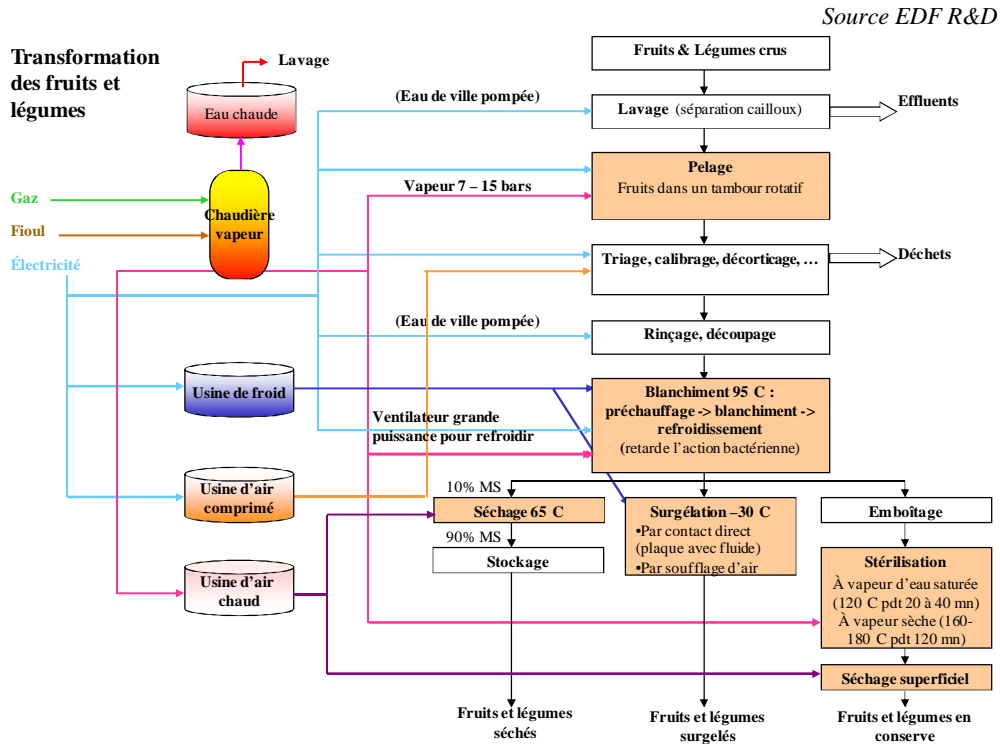


Fig. 33 : Synoptique du secteur de la transformation des fruits et légumes (NACE 1533).

Source EDF R&D

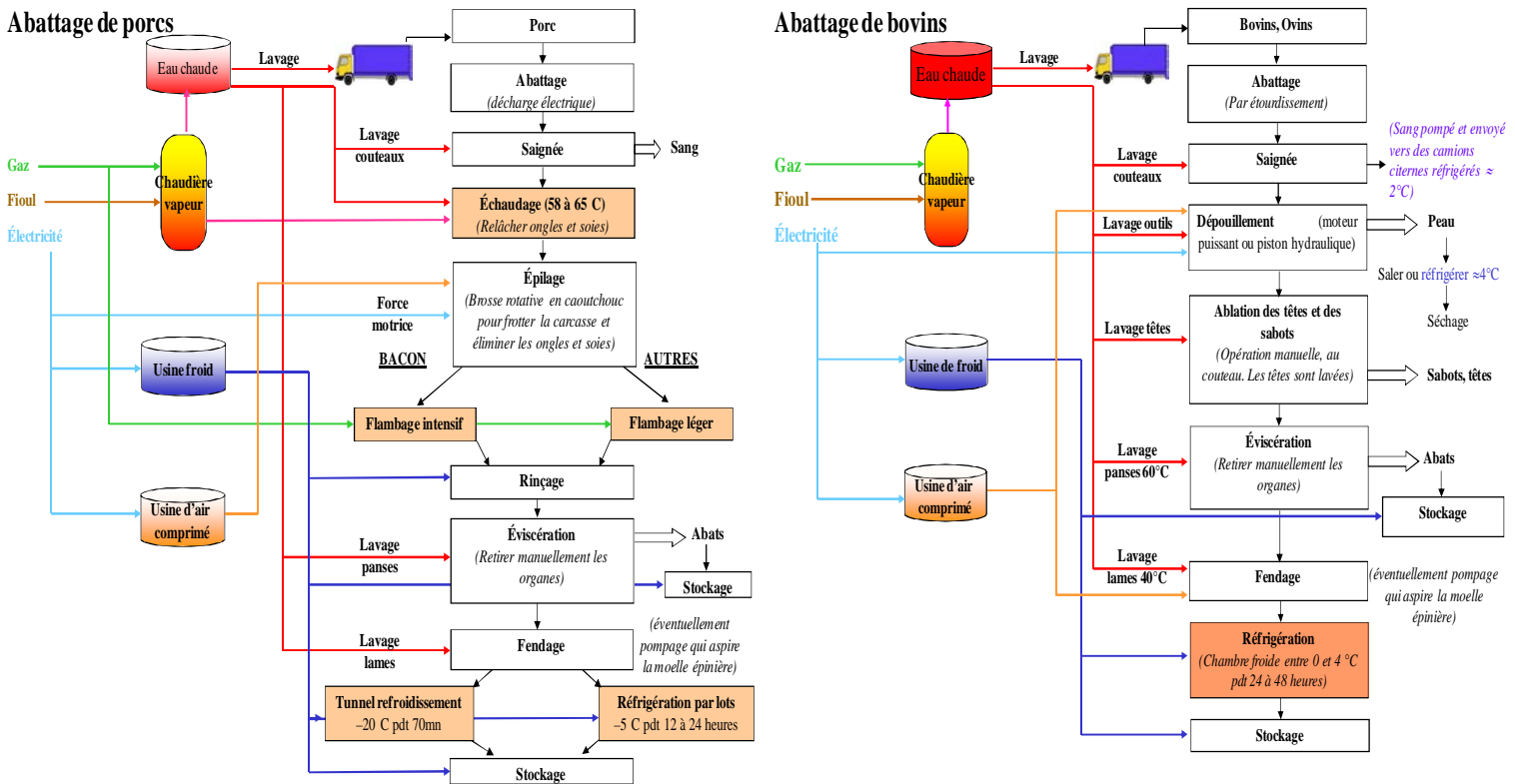


Fig. 34 : Synoptique du secteur de production de viandes de boucherie (NACE 1511).

Prenons l'exemple de quelques sous secteurs de l'industrie agroalimentaire. La Fig. 33 montre l'ensemble des produits associés au seul secteur d'activité de la transformation des fruits et légumes (NACE 1533). La comparaison avec un autre sous secteur (l'activité de production de viandes de boucherie) des IAA montre les grandes différences subsistant sur les opérations de fabrication. Ces deux sous secteurs illustrent bien l'hétérogénéité existant tout d'abord au sein du secteur de l'agroalimentaire mais surtout au niveau de l'industrie diffuse en général.

Ainsi, cette disparité fait qu'il est très difficile de modéliser les secteurs de l'Industrie Diffuse. Cela demande donc, en prenant par exemple l'IAA, qu'il faudrait modéliser ses secteurs un à un. Mais aussi, elle met en exergue l'inadaptabilité de l'approche produit/procédé du fait du grand nombre de produits et d'opérations. C'est pourquoi dans le paragraphe suivant, nous verrons comment établir le modèle sectoriel de l'industrie diffuse.

3.2. Etablissement d'un modèle sectoriel de l'ID : une modélisation par usages...

La description du secteur des IGCE se fait par les principaux produits manufacturés du secteur. Chaque produit est ensuite décrit par un procédé de fabrication associé à des ratios de consommations énergétiques. Le choix est possible entre plusieurs solutions alternatives de procédés et le modèle optimise par le coût de fabrication. Par contre, l'ID demande une autre approche du fait d'un nombre considérable de produits et de procédés. Ainsi la modélisation de l'ID se fera par usage à cause de l'inadaptabilité de l'approche produit/procédé (Cf. Fig. 35).

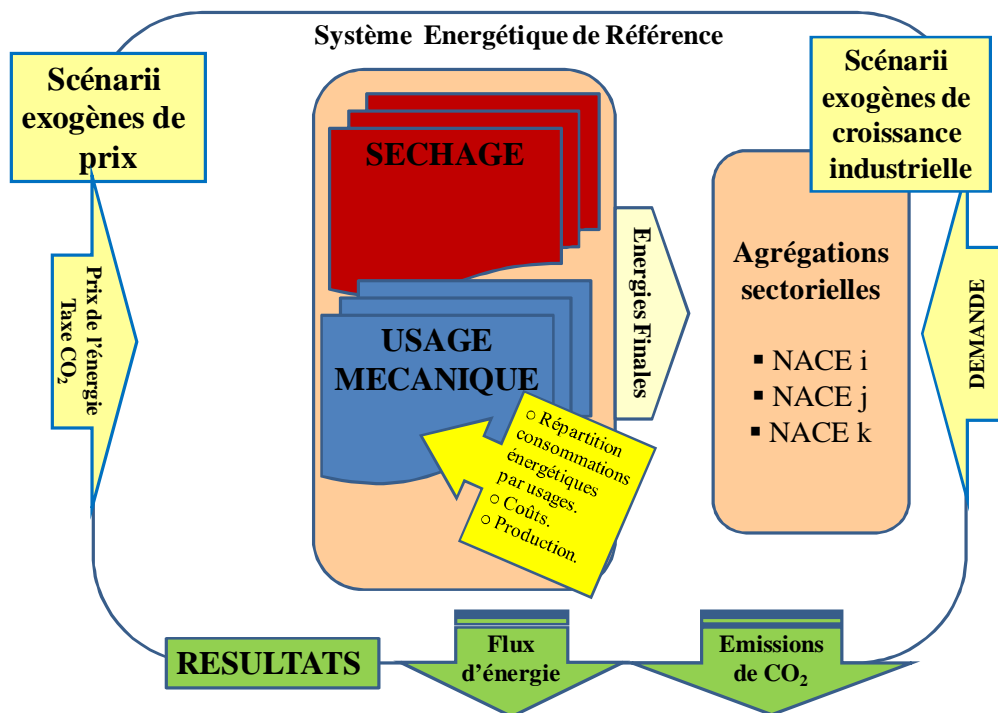


Fig. 35 : Représentation schématique de la modélisation de l'industrie diffuse.

Vu le nombre considérable d'opérations, nous avons défini des **catégories d'usages dans lesquelles les opérations unitaires énergétiques principales des différents procédés peuvent être classées.**

L'avantage de ce classement est qu'il peut être associé à des technologies types de production d'énergie, d'économies d'énergie (décrites dans les fiches et les sources de données), à des consommations types par unité de produit sortant ou par unité monétaire de produit sortant. En un mot, cette classification devrait permettre de réaliser une analyse rapide et fiable du procédé, du niveau de ces besoins et de la façon dont ces besoins sont satisfaits.

Un autre avantage que l'on peut stipuler est qu'il permet de construire **un système énergétique de référence (RES) qui soit « générique » pour tous les secteurs de l'industrie diffuse**. Dans la modélisation par procédés des IGCE, les procédés propres à une industrie sont explicitement modélisés et conduisent donc à une représentation différente (parfois très différente) pour chaque industrie, alors que dans la modélisation par usages, le même schéma est utilisé pour chaque industrie. Les usages seront donc communs à tous les sous-secteurs de l'industrie diffuse, seules les parts relatives de ces usages et les répartitions entre énergies varient.

Nous avons aussi cherché via ce choix de modélisation à passer d'une modélisation quasiment impossible à quelque chose de réalisable. En effet, contrairement aux IGCE où l'on fait du process au cas par cas et à la suite, il est très difficile de suivre la chaîne de production dans les secteurs de l'industrie diffuse car les opérations existantes sont très nombreuses et associées à des multitudes de produits qui n'ont pas obligatoirement de liens physiques. D'autre part, cela permet aussi de réduire le coût en temps dans la construction des structures énergétiques qui représente un enjeu capital en termes d'effort de modélisation dans le cas de l'industrie diffuse.

Plus précisément, nous avons défini un vecteur de onze catégories d'usages regroupant chacun plusieurs fonctions d'équipements à partir de l'analyse des différentes opérations⁷³ existantes et les études du CEREN⁷⁴ dans toute l'industrie diffuse :

- **Séchage**
- **Evaporation-concentration**
- **Chauffage des liquides/gaz**
- **Traitement thermique**
- **Production de froid**
- **Opérations mécaniques**
- **Chauffage des locaux**
- **Réactions chimiques**
- **Fusion**
- **Eclairage**
- **Autres opérations**

A chaque secteur est associé cet ensemble d'usages énergétiques nécessaire à sa production. On conserve les ratios de consommation mais associés à un usage particulier et non plus à un process comme pour les IGCE.

Pour chaque segment de l'industrie diffuse, on pourra renseigner les répartitions de consommation énergétique des usages en utilisant différentes bases de données telles que ENERVISION⁷⁵, des études

⁷³ Cf. détails en annexe.

⁷⁴ Centre d'Etudes et de Recherche Economique sur l'Energie
www.ceren.fr

⁷⁵ Base de données interne à EDF R&D conçue par les départements EPI (Eco-Efficacité des Procédés Industriels) et ICAME (Innovation Commerciale, Analyse des Marchés et de leur Environnement). Le cœur des données exploitées est issu de la

sectorielles si elles existent telles que les études EMIE du CEREN, et/ou en se basant sur les avis d'experts sectoriels à EDF R&D.

L'ensemble de ce système énergétique est optimisé (ou calculé) à partir d'un scénario de croissance industrielle (donnée exogène). Cette production industrielle correspond à la demande du modèle et elle doit être caractérisée correctement pour pouvoir faire le lien avec des données macroéconomiques pour sa projection dans le futur. La section suivante met en exergue l'analyse faite sur les indicateurs pertinents de la demande qui seront adaptés aux secteurs de l'Industrie Diffuse.

3.3. Choix de l'indicateur de la demande : une caractérisation primordiale

La caractérisation de la demande sectorielle (production) passe par une identification et une compréhension des indicateurs moteurs de la production industrielle. Cela constitue un point essentiel dans la modélisation TIMES car l'optimisation est réalisée à partir de cette demande. Cela met aussi en exergue le problème des changements structurels à prendre en compte, l'évolution des usages et leurs influences totales sur les consommations énergétiques.

Comme le montre la pyramide de la Fig. 36, peu d'indicateurs peuvent être construits à un haut niveau d'agrégation. De plus, ces indicateurs incluent souvent beaucoup d'effets tels que les changements structurels qui peuvent potentiellement biaiser les résultats. Par contre, lorsque le niveau d'agrégation diminue (phase descendante de la pyramide), l'influence de ces changements structurels et d'autres facteurs diminuent également.

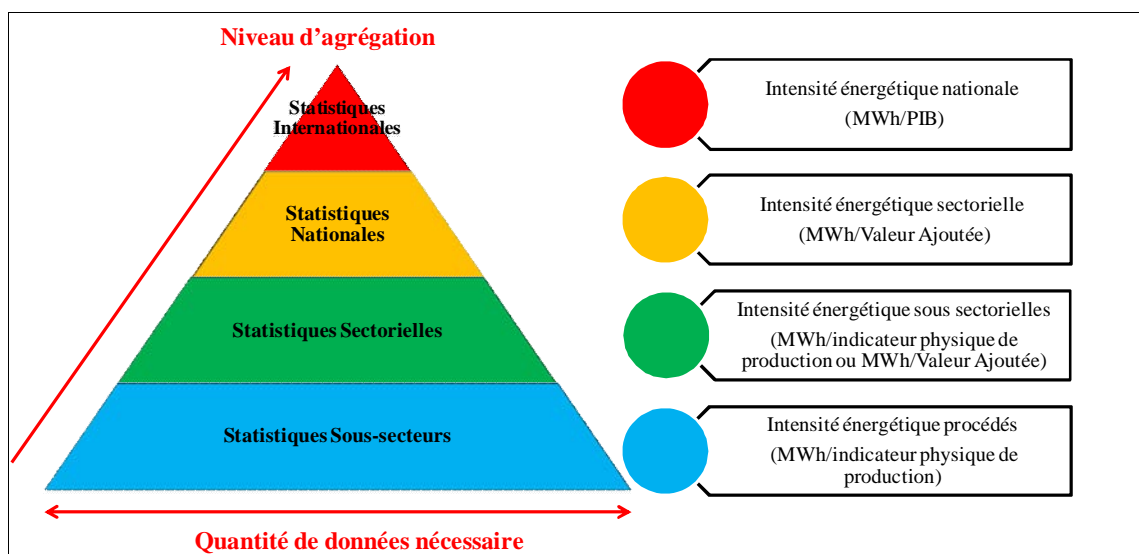


Fig. 36 : La pyramide des indicateurs.

Les indicateurs physiques qui ne peuvent être calculés qu'à des niveaux les plus désagrégés, mesurent la consommation d'énergie spécifique liée à la mesure physique de la production, telle que la tonne, le

capitalisation d'enquêtes sur l'utilisation des énergies sur les sites industriels réalisée par le CEREN. La base est ainsi construite à partir d'environ 300 000 données disponibles issues des sources : CEREN, SESSI, AGRESTE, INSEE, EUROSTAT, ...

La base ENERVISION permet de croiser de façon exhaustive et cohérente des données sectorielles pour différents niveaux de nomenclature par énergies, par opération (usages) et par années [Berthou et al, 2009].

litre...etc. Ces indicateurs physiques reflètent une relation directe entre l'indicateur et la technologie, qui pourrait être plus ou moins efficace en énergie. Les améliorations dans les technologies seront ainsi indiquées en tant qu'économie dans la consommation spécifique d'énergie, et cela se reflète par une baisse de cette consommation spécifique par unité de mesure physique de production. Ils peuvent expliquer des différences structurales dans les industries entre les pays et ainsi permettre une comparaison pertinente des performances d'efficacité énergétique et d'émissions de CO₂. De plus, ils ont l'avantage de ne pas être sujets aux variations cycliques du prix des produits industriels, comme cela est le cas pour les indicateurs économiques.

Certes, descendre à la base de la pyramide augmente la compréhension des divers facteurs qui influent sur les mesures plus agrégées de l'efficacité énergétique et qui affectent en fin de compte d'autres variables telles que la consommation énergétique globale. Cependant, comme l'indique la Fig. 36, la quantité de données requise augmente considérablement, et leur acquisition devient de plus en plus difficile.

Les quantités produites dans les secteurs de l'industrie diffuse sont difficilement accessibles, par les natures très diverses des productions. La limitation de l'information disponible nous amène à effectuer des agrégations sectorielles afin de jouir au mieux des sources statistiques à notre disposition telles que : ENERVISION, CEREN⁷⁶, AGRESTE⁷⁷, INSEE⁷⁸... Le choix du niveau de désagrégation approprié est un compromis acceptable, d'une part, entre les avantages incontestable d'une modélisation très fine des procédés de chaque industrie et d'autre part, le coût (en temps et en acquisition de données) d'une telle approche.

De ce fait, l'utilisation de la mesure physique de la production comme indicateur de la demande n'est donc plus assez pertinente dans l'industrie diffuse [Côté, 2002]. En effet, il y a une myriade de biens qui n'ont pas nécessairement de liens physiques d'un secteur industriel à un autre [Freeman et al, 1997]. L'exemple de l'industrie agroalimentaire illustre bien ce point où les aliments de nature liquide sont vendus en général, sur la base du volume alors que les aliments solides sont vendus sur la base du poids.

Ainsi la problématique de la caractérisation de la demande pour la prospective énergétique de l'industrie diffuse repose sur la recherche d'un instrument statistique adéquat à cette dernière afin de mesurer l'évolution de la production industrielle.

Nous allons donc analyser deux types de caractérisation possible de la demande :

- D'abord par les Indices de la Production Industrielle (IPI) comme indicateur physique proche de la mesure physique de par sa définition.
- Puis par une mesure économique de la production en tant qu'indicateur économique.

⁷⁶ Centre d'Etudes et de Recherche Economique sur l'Energie
www.ceren.fr

⁷⁷ Organe du Ministère de l'Alimentation, de l'agriculture et de la pêche travaillant sur la statistique, l'évaluation et la prospective agricole.
www.agreste.agriculture.gouv.fr

⁷⁸ Institut National de la Statistique et des études Economiques
www.insee.fr

3.3.1. L'Indice de la Production Industrielle (IPI)

Notre choix s'est tourné en premier lieu vers l'Indice de la Production Industrielle car c'est un instrument statistique ne se rapportant qu'aux entreprises industrielles en ne prenant en considération que leur activité productrice. Ainsi, il permet de ne suivre que l'évolution de la production industrielle sans tenir compte des autres facettes de la vie des entreprises telles que rentabilité, situation financière, emploi ...etc [INSEE, 2003b].

Nous pouvons mettre en exergue trois avantages permettant d'étayer ce choix :

- (1) Cet indicateur est sous forme d'indices, permettant ainsi de faire abstraction des unités physiques du fait de leur hétérogénéité dans l'industrie diffuse. Il mesure tout ce qui sort en quantités physiques c'est à dire l'évolution de la production industrielle.
- (2) Il peut permettre la construction d'un ensemble hiérarchisé d'indices. En effet, on peut aboutir à l'évolution des niveaux de nomenclature agrégés en partant des niveaux les plus détaillés par la mise en place de systèmes de pondération pertinents.
- (3) Et enfin, il permet la comparaison des évolutions de la production de familles de produits industriels différentes mais aussi la comparabilité à un niveau international entre pays⁷⁹.

Ainsi, les IPI constituent l'instrument statistique le plus adéquat dans la caractérisation de la demande industrielle de l'industrie diffuse dans le modèle TIMES lorsqu'ils sont disponibles.

Ce qui guide le choix de modélisation, c'est l'adéquation de la réponse du modèle à la question posée. On répond d'abord à une question de prospective énergétique pour l'industrie diffuse. Le niveau de désagrégation, ou de finesse de description de l'ID est dépendant de la question posée. Par exemple dans notre cas d'étude des possibilités d'implantation de Pompes à Chaleur (PAC) dans l'IAA (que nous verrons plus tard), il est nécessaire de connaître les classes de température par usage thermique. Dans une autre étude prospective cela serait superflu, voire pénalisant au regard des temps de calcul.

Ainsi, en fonction de l'objectif recherché dans la modélisation, des agrégations sectorielles peuvent être nécessaires pour jouir au mieux de toutes les sources statistiques à notre disposition. Par conséquent, l'avantage (2) des IPI nous permet leur construction hiérarchique type « bottom-up »⁸⁰ par le biais d'un système de pondération. Cette pondération consiste à attribuer une importance économique proportionnelle à chacun des sous secteurs contribuant au secteur agrégé créé.

Deux systèmes de pondération ont été examinés :

- (i) Soit utiliser comme système de pondération la mesure physique de chaque famille de produits pour les différents sous secteurs,
- (ii) Ou soit utiliser comme système de pondération une mesure économique qui serait adéquate à l'industrie diffuse.

Les différentes unités mesurant les quantités produites n'étant pas toujours homogènes d'un secteur industriel à l'autre (unité, kg, m³...), il ne convient pas d'utiliser la mesure physique pour agréger les données [Capros et mantzos, 2000]. De plus, les mesures physiques sont le plus souvent difficilement

⁷⁹ Pour mieux cerner les dissimilarités lors des comparaisons entre pays dont les niveaux de développement sont très différents.

⁸⁰ En partant des niveaux de nomenclature les plus détaillés en passant par tous les niveaux intermédiaires souhaités pour obtenir les évolutions de la production des niveaux agrégés.

accessibles dans l'industrie diffuse. Ainsi, cela implique de facto que ce système de pondération (i) n'est pas approprié dans le cas de l'industrie diffuse.

Finalement, la mesure économique (ii) semble être le seul système de pondération possible pour l'industrie diffuse du fait des limites atteintes par la mesure physique. En effet, cette pondération permet de pallier le problème de l'hétérogénéité physique des secteurs industriels.

Théoriquement, le substitut économique le plus proche de la mesure physique de la production est la Valeur de Production (VP) [Côté, 2002] :

$$VP = p * Q \quad p \text{ représente le coût unitaire des produits fabriqués et } Q \text{ la quantité produite}$$

Ainsi nous pouvons déduire la relation ci-dessous permettant de calculer commodément les IPI pour tous les regroupements sectoriels que l'on peut souhaiter à n'importe quel niveau de nomenclature. Supposons qu'on regroupe i sous-secteurs en un secteur G, l'indice de production industrielle de G à l'année t se déduit par une pondération par la VP à l'année de référence 0 des IPI des i sous-secteurs à l'année t :

$$IPI^{G,t} = \sum_i \left(\frac{VP_0^i}{VP_0} \right) IPI^{i,t}$$

L'avantage de ce calcul est la disponibilité de la valeur de production à presque tous les niveaux de nomenclature de l'industrie. Néanmoins, il existe de sérieuses limitations avec la VP comme système de pondération. Pourquoi ?

Les indices de production calculés en pondérant par la valeur de production ne conviennent pas parfois pour suivre les groupements sectoriels effectués. Il existe des doubles comptages lors des agrégations de certaines filières qui utilisent des produits manufacturés intermédiaires valorisés économiquement.

Un exemple simple peut nous permettre de mieux comprendre cela. Considérons le secteur industriel de la production de produits à base de viandes (NACE 1513). Le prix utilisé dans la VP comprend, pour une bonne part, la valeur de la viande de boucherie et de volaille utilisées en produits intermédiaires. Ainsi le calcul de l'IPI pour l'industrie de la viande dans son ensemble, valorise à la fois la fabrication des produits à base de viande et d'autre part la production de viande de boucherie et de volaille. On prend ainsi en compte plusieurs fois la valeur de production des produits intermédiaires (ici viande de boucherie et de volaille). On a alors une surpondération des secteurs industriels A et B dont les produits sont situés en aval du processus de fabrication d'autres secteurs industriels C dans le calcul de l'IPI d'ensemble (A+B+C). Ainsi, on n'accorde pas un poids proportionnel à l'importance économique de chaque secteur industriel constituant l'agrégation en utilisant la VP comme système de pondération.

Pour cette raison, nous avons introduit la Valeur Ajoutée (VA) pour remédier au défaut de surpondération. En effet, le concept de VA permet de mesurer la richesse créée dans la production des biens en éliminant les différents produits intermédiaires :

$$VA = VP - CI \quad CI \text{ représente le coût des intrants intermédiaires}$$

Ainsi on obtient la relation suivante pour le calcul de l'IPI du secteur agrégé G composé de i sous secteurs :

$$IPI^{G,t} = \sum_i \left(\frac{VA_0^i}{VA_0} \right) IPI^{i,t}$$

L'utilisation de la VA permet d'avoir un système de pondération qui sera le reflet le plus équitable possible de l'importance économique des produits de chaque secteur industriel [INSEE, 2003b].

La formule ci-dessus montre que le calcul des IPI est dépendant de l'année de référence choisie. Ce choix a une grande importance dans le cas de l'industrie diffuse car l'une des principales caractéristiques de l'industrie diffuse est qu'elle est en perpétuelle mutations. Ce qui explique d'ailleurs la difficulté à modéliser cette industrie. Ainsi il serait tout à fait abusif de considérer une pondération en utilisant une année de référence constante du fait de tous ces changements structurels (modification des procédés industriels, variation du poids économique de certains secteurs...). La mise à jour de l'année de référence est nécessaire pour éviter le vieillissement des pondérations de l'indice de production. Pour pallier cette obsolescence, l'INSEE applique par exemple la technique dite des indices-chaines de Laspeyres dans le calcul de l'indice de prix à la consommation.

Cette méthode consiste à utiliser à chaque année t les pondérations par les valeurs ajoutées de l'année t-1. Cela assure ainsi en permanence l'actualisation des pondérations. Même si cette technique est préconisée par EUROSTAT aux offices statistiques des états membres de l'Union Européenne (UE), le coût du calcul de ces pondérations lié au changement d'année de base de l'IPI est élevé. C'est pourquoi le règlement européen de 1998 sur les statistiques de court terme [CE(L162), 1998] a mis en place un compromis raisonnable en fixant la mise à jour des pondérations seulement tous les 5 ans avec comme années de base, celles se terminant par 0 ou 5. Les nouvelles pondérations des IPI doivent ainsi survenir dans un délai de trois ans à compter de la date d'expiration de la nouvelle année de base. Partant de cela, à partir de Janvier 2009 et jusqu'en 2013, l'IPI sera calculé en base et référence 100 en 2005 et les pondérations correspondent à des valeurs calculées sur l'année 2005.

Néanmoins, il est à noter qu'à un niveau de désagrégation élevé, nous pouvons être confrontés à un problème récurrent auquel doit faire face tout modélisateur c'est-à-dire le manque de données disponibles. Certes, la France, pays jouissant d'une bonne culture de planification et d'analyse prospective, est dotée d'une base de données statistique riche à des niveaux très détaillés pour l'industrie. Cependant, il existe un nombre non négligeable de secteurs (environ 15%) au niveau NACE 4 dans le périmètre Industrie dont les IPI ne sont pas renseignés : soit parce que ce sont des données confidentielles, soit parce qu'elles n'existent tout simplement pas. Ainsi il devient difficile de calculer les IPI à des niveaux agrégés. EUROSTAT, pour sa part, a quand même donné les IPI de certains secteurs agrégés mais en se basant que sur les sous secteurs restants renseignés. Ce qui implique qu'il faut prendre avec beaucoup de précaution certaines données IPI d'EUROSTAT lorsque les sous secteurs ne sont pas renseignés. En effet, si l'on ne tient pas compte de ces sous classes lors de l'agrégation, les IPI peuvent être quelque peu biaisés. Un exemple permet de comprendre pourquoi.

Prenons l'exemple de l'industrie agroalimentaire selon la nomenclature NACE Rév. 1.1, Nous avons recensé au niveau 4 de nomenclature NACE le plus désagrégé que 10 secteurs sur les 33 (soit donc environ 30%) ne sont pas renseignés. Ces 10 secteurs représentent respectivement environ 30% et 15 % de la valeur ajoutée et de la consommation énergétique totale de l'industrie agroalimentaire. Ces secteurs sont trop importants pour être négligés dans les calculs des IPI. De plus, nous allons plus loin dans l'analyse en considérant dans les IAA, l'industrie des fruits et légumes subdivisée en trois sous secteurs au niveau 4 de la NACE :

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
153 - Industrie des fruits et légumes	103.42	104.34	98.85	100	95.9	99.55	107.69	101.95	116.58
1531									
1532	103.42	104.34	98.85	100	95.9	99.55	107.69	101.95	116.58
1533	89.6	93.03	98.15	100	102.47	102.44			

Tableau 10 : Evolution des IPI secteur agrégé et sous secteurs dans l'industrie des fruits et légumes (case noir=non renseigné).

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
153 - Industrie des fruits et légumes	6.3%	6.3%	6.3%	5.6%	5.5%	6.1%	6.2%	6.2%	6.3%
1531	1.6%	1.6%	1.6%	1.4%	1.4%	1.5%	1.5%	1.5%	1.6%
1532	0.6%	0.6%	0.6%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%
1533	4.1%	4.2%	4.2%	3.7%	3.6%	4.1%	4.2%	4.2%	4.2%

Tableau 11 : Evolution du poids énergétique de l'industrie des fruits et légumes dans l'IAA.

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
153 - Industrie des fruits et légumes	2.9%	4.1%	2.8%	-9.3%	-2.3%	11.1%	-1.8%	1.6%	1.2%
1531	4.2%	1.1%	1.1%	-7.6%	0.6%	7.2%	-6.6%	5.1%	4.4%
1532	-1.2%	7.9%	-0.5%	16.5%	4.8%	5.1%	10.4%	1.0%	1.0%
1533	3.0%	4.7%	4.0%	-8.9%	-4.3%	13.4%	1.2%	0.4%	0.1%

Tableau 12 : Taux de croissance annuel de la consommation énergétique dans l'industrie des fruits et légumes.

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
153 - Industrie des fruits et légumes	8.9%	6.1%	7.4%	5.4%	0.7%	10.6%	2.8%	1.9%	0.0%
1531	4.2%	8.8%	10.8%	-5.6%	-1.1%	0.1%	1.5%	8.4%	-0.6%
1532	44.1%	-8.0%	8.0%	-15.9%	2.5%	7.9%	3.5%	0.9%	2.8%
1533	3.9%	8.8%	6.6%	12.1%	0.7%	12.9%	2.9%	1.0%	-0.3%

Tableau 13 : Taux de croissance annuel de la VA dans l'industrie des fruits et légumes.

Les Tableau 10, Tableau 11, Tableau 12 & Tableau 13 nous montre qu'EUROSTAT ne base finalement son calcul que sur le ou les sous secteurs dont les IPI sont renseignés (Ici l'IPI du secteur agrégé NACE 153 est considéré comme égal au sous secteur NACE 1532 puisque les deux sous secteurs ne sont pas renseignés). Et pourtant, ce sous secteur NACE 1532 n'a pas la même évolution que le secteur agrégé tant sur le plan énergétique (Cf. Tableau 11 et Tableau 12) que sur le plan économique (Cf. Tableau 13).

Finalement, cela montre que le calcul des IPI des secteurs agrégés devient difficile, voire impossible. Ainsi, les agrégations sectorielles ne pourront pas se faire si l'on veut jouir au mieux des différentes sources statistiques. Ce manque de données sectorielles à des niveaux très désagrégés, induit une forte perte d'information qui peut beaucoup influencer sur les résultats des analyses de prospective énergétique de l'industrie diffuse⁸¹.

Certes, l'indice de production industrielle constitue l'indicateur le plus adéquat pour l'industrie diffuse mais son choix atteint parfois ses limites avec l'indisponibilité des données sectorielles. C'est la raison pour laquelle nous nous sommes ramenés, comme alternative aux IPI, à un indicateur économique pour caractériser la demande industrielle dans le modèle TIMES et ainsi pallier cette indisponibilité et la perte d'information inhérente.

3.3.2. Indicateur économique

Comme nous avons pu nous en apercevoir ci-dessus, les mesures économiques deviennent quasiment incontournables dans le cas de l'industrie diffuse à cause de l'hétérogénéité des produits et aussi du fait que nous soyons limités par le manque de données à des niveaux de nomenclature très détaillés. En effet, les mesures économiques peuvent être utilisées comme choix d'indicateur de l'évolution de la demande dans l'industrie diffuse en remplacement des indices de production industrielle.

L'avantage que l'on peut mettre en exergue et qui a toute son importance, est que ces mesures économiques sont disponibles à tous les niveaux de nomenclature. Elles peuvent aussi souvent aider à des comparaisons nationales et internationales. La valeur ajoutée (VA) et la valeur de production (VP) (et à moindre mesure la valeur de livraison) sont les plus utilisées dans la littérature.

Le choix cependant d'une de ces variables peut avoir un impact sur l'information liée à l'évolution de l'intensité énergétique, ce qui risque d'impliquer une politique d'efficacité énergétique bien différente⁸² [Côté, 2002]. Les indicateurs d'intensité énergétique basés sur la VA sont plus sensibles aux variations de l'économie que ceux basés sur la VP. L'AIE insiste sur le fait que la VA a l'avantage non seulement de représenter le gain économique associé à l'énergie consommée, mais aussi de permettre une agrégation cohérente entre les différents niveaux, ce qui n'est pas le cas de la valeur de production [AIE, 1997]. De plus, quoique la valeur de production soit le proche substitut de la mesure physique [Côté, 2002], son utilisation pourrait être problématique du fait des doubles comptages [Ramirez et al, 2005].

Dans le cas de l'industrie diffuse, comme nous l'avons déjà stipulé auparavant, nous avons pensé utile et nécessaire de ne pas être confronté aux problèmes de comptage multiple pour pallier le problème de surpondération en cas de regroupements sectoriels. Ainsi, nous avons donc considéré que l'utilisation de la Valeur Ajoutée est plus pertinente pour caractériser la demande industrielle des secteurs de

⁸¹ L'analyse de la base des IPI sur Eurostat de tous les niveaux de nomenclature pour l'industrie, montre que si l'on a par exemple un groupe G composé de trois sous secteurs : si l'on suppose que deux des sous secteurs sont non renseignés, l'IPI du groupe G est le même que celui du sous secteur restant. Cela vient du fait que dans EUROSTAT, le calcul du secteur agrégé est effectué à partir des sous secteurs restants dont l'IPI est renseigné. Cela crée donc un véritable biais par rapport à l'évolution réelle de l'IPI agrégé si les sous secteurs non renseignés l'avaient été.

Ainsi, il est donc difficile de se fier aux IPI de EUROSTAT pour les niveaux sectoriels les plus agrégés si les indices des sous secteurs de niveaux de nomenclature désagrégés ne sont pas renseignés.

⁸² Par exemple, le DOE constate dans une de ses études, que l'intensité énergétique du secteur manufacturier US augmente de 4.5% si on prend la valeur de production alors qu'elle a diminué de 12.7 % en considérant la valeur ajoutée entre 1988 et 1991 [US DOE, 1995b]

l'industrie diffuse. De plus, la valeur ajoutée permet aussi d'avoir une demande industrielle sensible aux variations de l'économie pour ne pas biaiser les résultats de nos modélisations.

3.3.3. Conclusion

Nous avons donc présenté deux types d'indicateurs susceptibles de convenir pour suivre l'évolution de la demande industrielle dans l'industrie diffuse pour une modélisation prospective avec TIMES.

Nous insistons sur le fait que **l'Indice de Production Industrielle reste l'indicateur qui reflète le mieux cette demande industrielle** car il suit l'évolution de la production industrielle. Il peut expliquer les différences structurales dans les différents secteurs de l'industrie diffuse entre les pays et ainsi permettre une comparaison pertinente des performances d'efficacité énergétique et d'émissions de CO₂. Cependant, l'utilisation de cet indicateur atteint ses limites avec le manque de données auquel nous sommes parfois confrontés pour répondre à certaines analyses prospectives très fines de l'industrie diffuse.

Ainsi, un indicateur économique semble quasiment être l'alternative la plus adaptée à l'évolution de cette demande industrielle. L'analyse des avantages et inconvénients des mesures économiques les plus usitées en tant qu'indicateur de la production industrielle, a permis de considérer la **Valeur Ajoutée** comme étant la plus pertinente pour caractériser cette demande dans l'industrie diffuse avec le modèle TIMES. Pour cette raison, **nous utiliserons dans toute la suite la Valeur Ajoutée pour caractériser l'activité industrielle des secteurs de l'industrie diffuse et ainsi pallier le manque de données observé pour les indices de production industrielle.**

Finalement, l'adéquation de la réponse du modèle à la question posée guide évidemment notre choix de modélisation. Et le niveau de désagrégation, ou de finesse de description est toujours dépendant de la question posée. Nous essayons donc en tant que modélisateur, d'allier les avantages incontestables d'une modélisation très fine des technologies et le coût en temps et en acquisition des données. Ainsi, comme stipulé auparavant, certaines agrégations sectorielles peuvent s'avérer nécessaire pour utiliser au mieux les sources de données à notre disposition en fonction de l'objectif recherché.

Néanmoins, ces différentes agrégations peuvent introduire des effets tels que les changements structurels ou **effet de structure**, qui peuvent biaiser les résultats. Ainsi, il serait judicieux d'analyser l'importance de ces effets de structure sur la performance énergétique globale dans les études énergétiques afin d'en tenir compte dans les exercices de modélisation de l'industrie diffuse. Une meilleure compréhension de ces facteurs permet ainsi d'effectuer certaines agrégations sectorielles afin que d'une part, utiliser les données à disposition, et d'autre part, contribuer à la qualité des analyses de prospective énergétique dans l'industrie diffuse.

3.4. L'effet de structure

Une diminution de l'intensité énergétique globale d'un groupement de secteurs n'est pas nécessairement synonyme d'efficacité énergétique croissante mais peut résulter simplement d'une modification de la structure des activités économiques [Hansen et Percebois, 2010]. L'effet de structure rend compte de l'impact sur la consommation globale d'énergie des variations structurelles au sein d'un secteur global faisant ainsi varier le poids économique de chaque sous-secteur au cours de la période d'observation. **Il apparaît lorsque le poids économique de sous-secteurs est différent de leur poids énergétique et qu'ils évoluent de manière différente.** Par exemple, en période de croissance économique, le recul économique relatif des secteurs énergétivores au détriment des secteurs moins gour-

mands en énergie, entraîne mécaniquement une progression plus contenue des consommations d'énergie.

On rejoint ainsi la définition donnée par l'INSEE, de façon plus générale, si on considère une population répartie en sous populations, il peut arriver qu'une grandeur évolue dans un sens sur chaque sous population et dans le sens contraire sur l'ensemble de la population. Ce paradoxe s'explique parce que les effectifs de certains sous-secteurs augmentent alors que d'autres régressent.

D'après la Fig. 37 ci-dessous, l'accélération de la hausse des prix des énergies, ainsi que celui de l'électricité sur le marché dérégulé conjuguée à l'introduction des quotas de CO₂ sont des facteurs pouvant inciter à des modifications structurelles dans les différents secteurs industriels pour rester compétitif. De même, la mondialisation, la perspective d'atteindre de nouveaux marchés et la prise en compte de la préférence des consommateurs pour les produits et services à haute valeur ajoutée peuvent être autant de phénomènes pouvant générer un effet de structure.

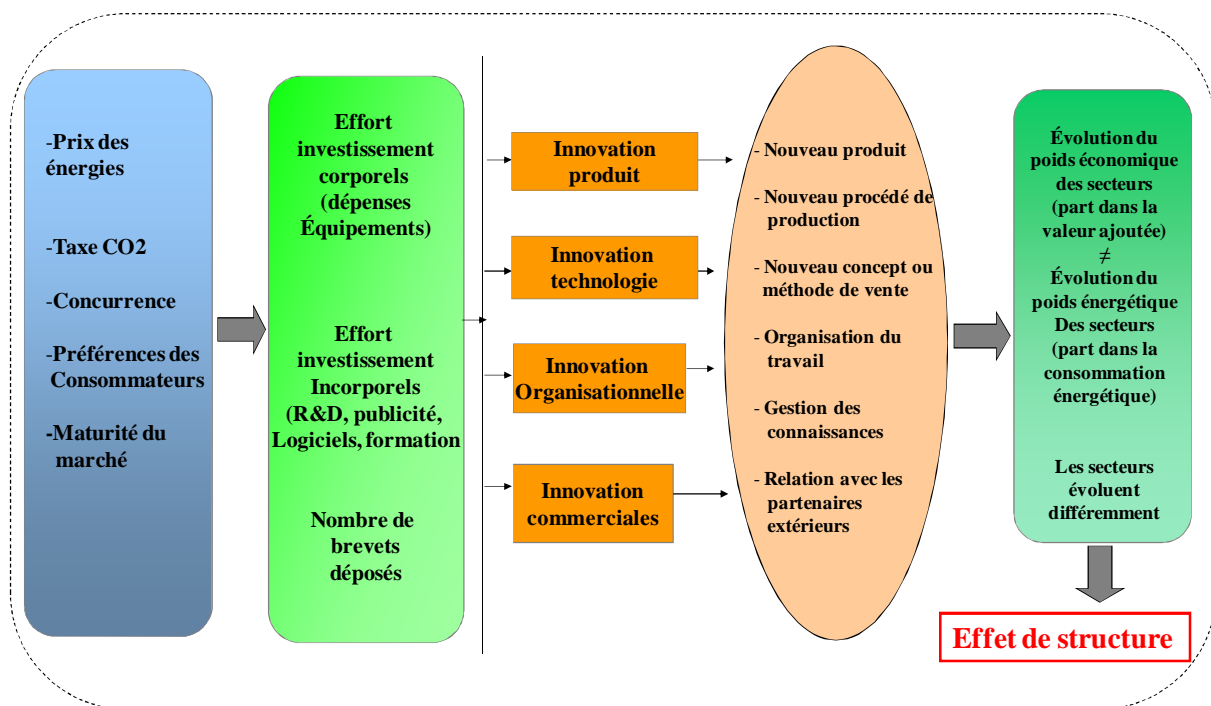


Fig. 37 : Représentation schématique de l'effet de structure

Comme on a pu le spécifier un peu plus haut, on essaye de mesurer l'impact imputable à une modification de la structure de l'activité économique ou à une amélioration de l'efficacité énergétique lui-même dans l'évolution de l'intensité énergétique globale. Il s'agit ainsi de mettre en évidence les facteurs qui contribuent à diminuer l'intensité énergétique globale.

Le modèle construit a pour objectif entre autres, de connaître le degré d'investissement nécessaire pour une nouvelle technologie afin de faciliter sa pénétration dans un secteur donné pour avoir les économies d'énergies escomptées. Ainsi, il serait plus adéquat d'analyser l'importance de ces effets de structure dans les études d'efficacité énergétique afin de les prendre en compte dans le cadre de modélisation de prospective énergétique pour ne pas biaiser les résultats. En effet, les potentiels d'économie d'énergie peuvent être sous estimés ou surestimés en ne tenant pas compte de ces effets structurels. Une parfaite compréhension des causes d'évolution de la performance énergétique globale peut aider à améliorer la qualité de l'étude. Une analyse de prospective énergétique qui peut tenir compte explicitement les effets importants (ou pas) de changement structurel sera plus utile dans l'élaboration de

politiques énergétiques que celle qui en est dépourvue [Sinton et al, 1982]. Comment pourrait-on mesurer la contribution du progrès technologique (efficacité énergétique pure) et les effets de structure dans la performance énergétique ? Et quelle est l'importance de ces effets structurels dans l'évolution de la performance énergétique dans les secteurs de l'industrie diffuse en France ?

3.4.1. Méthodologie d'évaluation de l'effet de structure dans l'industrie

Il existe un certain nombre de méthodes dans la bibliographie pour évaluer ces effets de structure [Ang, 1995a]. Ces méthodes sont basées sur une décomposition en facteurs de la performance énergétique globale. Diverses méthodes de décomposition ont été proposées, généralement donnée soit sous forme additive ou multiplicative et il n'existe aucune méthode standard réelle même si elles sont très répandues. Les méthodes qui sont les plus utilisées par les analystes peuvent être divisés en deux catégories: les méthodes liées à l'indice de Divisia et les méthodes liées à l'indice de Laspeyres. Dans les années 1980, la plupart des chercheurs et des analystes ont utilisé des méthodes liées à Laspeyres, par contre celles liées à l'indice de Divisia ont commencé à gagner du terrain que dans le début des années 90 et enfin dans la dernière décennie, les études utilisant ces deux approches ont été en nombre égal [Ang et Zhang, 2000].

Dans le cadre de cette thèse, nous avons développé une nouvelle méthode de décomposition de la performance énergétique pour évaluer les effets structurels dans l'industrie. Considérons un secteur G subdivisé en deux sous secteurs A et B par exemple. A l'année t, nous pouvons décomposer l'intensité énergétique I du secteur agrégé G de la manière suivante :

$$I_t = \frac{E_t}{VA_t} = \sum_{i=A,B} \frac{E_{i,t}}{VA_t} = \sum_{i=A,B} \frac{VA_{i,t}}{VA_t} * \frac{E_{i,t}}{VA_{i,t}} = S_{A,t} * I_{A,t} + S_{B,t} * I_{B,t}$$

Où E représente l'énergie consommée,

VA est la valeur ajoutée,

$I = \frac{E}{VA}$ représente l'intensité énergétique,

$S_i = \frac{VA_i}{VA}$ est la part dans la valeur ajoutée (poids économique) du sous secteur i .

L'évolution de la performance énergétique entre deux années $\frac{\Delta I}{I_0} = \frac{I_T - I_0}{I_0}$ peut être décomposée

comme suit :

$$\begin{aligned} \Delta I = I_T - I_0 &= S_{A,T} I_{A,T} + S_{B,T} I_{B,T} - S_{A,0} I_{A,0} - S_{B,0} I_{B,0} \\ &= S_{A,0} (I_{A,T} - I_{A,0}) + S_{B,0} (I_{B,T} - I_{B,0}) + (S_{A,T} - S_{A,0}) I_{A,T} + (S_{B,T} - S_{B,0}) I_{B,T} \end{aligned}$$

En regroupant les différents termes, nous obtenons la relation suivante :

$$\Delta I = \sum_{i=A,B} S_{i,0} * (I_{i,T} - I_{i,0}) + \sum_{i=A,B} I_{i,T} * (S_{i,T} - S_{i,0})$$

$$\frac{\Delta I}{I_0} = \sum_{i=A,B} \frac{S_{i,0} * (I_{i,T} - I_{i,0})}{I_0} + \sum_{i=A,B} \frac{I_{i,T} * (S_{i,T} - S_{i,0})}{I_0}$$

La relation ci-dessus peut être retransformée comme suit :

$$\frac{\Delta I}{I_0} = \sum_{i=A,B} \frac{E_{i,0}}{E_0} * \frac{(I_{i,T} - I_{i,0})}{I_{i,0}} + \sum_{i=A,B} \frac{E_{i,0}}{E_0} * \frac{I_{i,T}}{I_{i,0}} * \frac{(S_{i,T} - S_{i,0})}{S_{i,0}}$$

Nous pouvons donc généraliser pour un nombre i de sous secteurs, la performance énergétique globale peut se décomposer de la façon suivante :

$$\frac{\Delta I}{I_0} = \sum_i \frac{E_{i,0}}{E_0} * \frac{(I_{i,T} - I_{i,0})}{I_{i,0}} + \sum_i \frac{E_{i,0}}{E_0} * \frac{I_{i,T}}{I_{i,0}} * \frac{(S_{i,T} - S_{i,0})}{S_{i,0}}$$

(a) (b)

Finalement, nous obtenons deux termes dans la décomposition de la performance énergétique globale.

Le premier terme (a) représente l'influence des efficacités énergétiques sectorielles c'est-à-dire les variations des intensités énergétiques sectorielles sur la performance énergétique globale. Il arrive qu'on l'appelle l'effet technologique dans certains articles. Il traduit la variation de l'intensité énergétique globale induite par les améliorations technologiques. Il représente la performance énergétique réelle du secteur agrégé. Le facteur de pondération $\frac{E_{i,0}}{E_0}$, correspondant au poids énergétique du sous

secteur i , va accentuer l'effet technologique de ce dernier en fonction de l'importance de son poids énergétique.

Le deuxième terme (b), contrairement au premier, correspond à l'impact inhérent aux variations de structure économique sur la performance énergétique globale : **il représente l'effet de structure**. Supposons que les sous secteurs faiblement consommateurs d'énergie aient une croissance plus rapide que celle des sous secteurs énergivores. Ce changement structurel induit une tendance à la baisse sur la demande d'énergie, entraînant ainsi des taux de croissance plus faible de la consommation d'énergie et donc une plus forte amélioration de la performance énergétique (plus forte baisse de l'intensité énergétique globale). La contribution d'un sous secteur à l'effet de structure dépend comme précédemment de son poids énergétique mais également de sa performance énergétique $\frac{I_{i,T}}{I_{i,0}}$. Ces deux facteurs se

combinent pour accentuer ou diminuer l'effet induit par l'évolution de son poids économique sur la performance énergétique globale.

Nous allons donc appliquer cette formule à l'évolution de la performance énergétique de l'industrie diffuse entre 1996-2005 afin d'évaluer l'importance de l'effet de structure. Le choix de cette période nous permet d'avoir une visualisation globale de son impact historiquement au cours de trois évolutions différentes de l'économie (crise 96-98, regain économique entre 98-00 puis stabilisation entre 00-05).

3.4.2. Analyse de son impact dans l'évolution de la performance énergétique

Ces dernières années, un certain nombre d'études ont été menées sur la contribution des mutations structurelles dans l'évolution de la performance énergétique dans le secteur industriel. Cependant, peu d'études ont porté sur l'influence de ce paramètre dans l'industrie française, et presque aucune ne porte sur leur impact dans l'industrie diffuse sur l'évolution de l'intensité énergétique globale. Ce document permet de pallier cette lacune en examinant l'évolution des effets de structure au sein de l'industrie diffuse en France sur la période 1996-2005. Cette analyse va aider à mieux représenter l'industrie diffuse dans la modélisation prospective.

Analyse

Nous supposons pour mener à bien l'analyse trois sous-périodes : 1996-1998, 1998-2000 et 2000-2005 dans le but de refléter les changements importants qui ont eu lieu dans l'économie française.

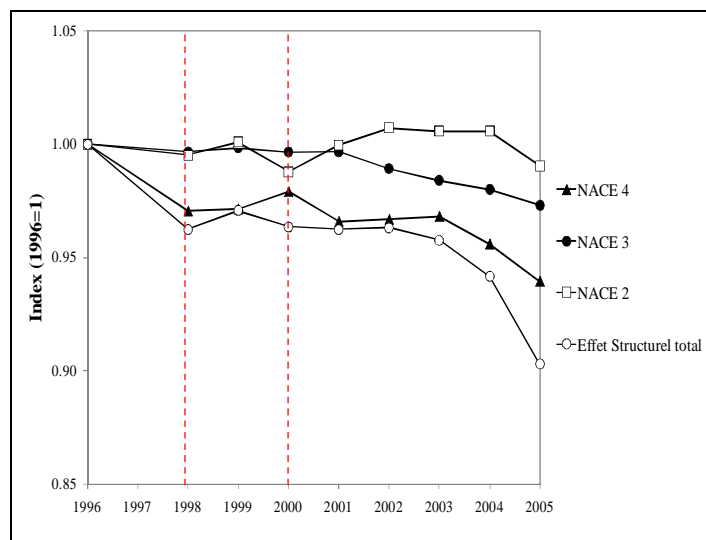
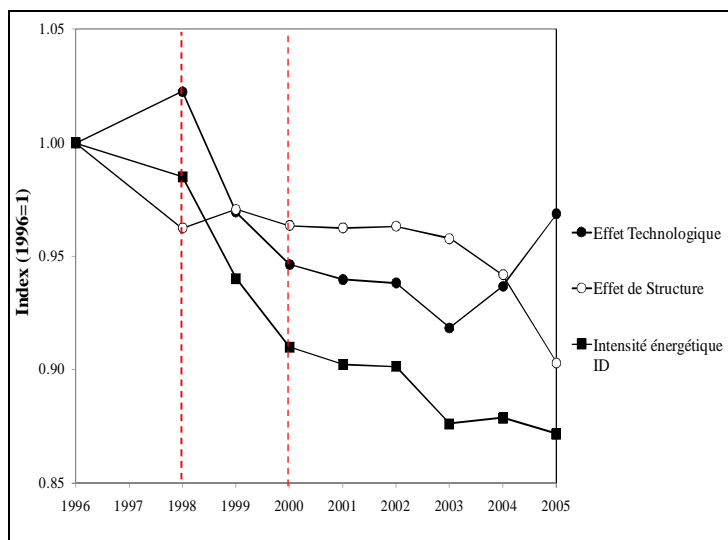


Fig. 38 : Décomposition de la performance énergétique globale de l'industrie diffuse en France.

Fig. 39 : Décomposition de l'impact de l'effet de structure en fonction du niveau de nomenclature.

La Fig. 38 affiche la décomposition de l'évolution de la performance énergétique globale de l'industrie diffuse en France. Les impacts des différents niveaux de nomenclature sur l'effet de structure total sont représentés sur la Fig. 39.

Pendant la première période 1996-1998, l'intensité énergétique globale de l'industrie diffuse décroît à un taux annuel moyen de 0,75% par an. L'effet de structure et l'effet technologique (efficacité énergétique pure) ont eu une influence dans deux directions opposées. L'effet structurel a contribué à l'amélioration de la performance énergétique d'environ 3,8% éclipant ainsi la contribution défavorable de l'effet technologique. Cet effet opposé en matière d'efficacité énergétique fait que cette amélioration de la performance énergétique a été inférieure à ce qu'elle aurait été en considérant un effet structurel seul.

Au cours de la période 1998-2000 correspondant à une période de forte croissance, la variation de l'intensité énergétique de l'ID a été de -7,6%. Durant cette période, nous remarquons que le taux de croissance annuel de la valeur ajoutée (+4,6% par an) est quasiment deux fois supérieur par rapport à la période précédente. Tandis qu'il y a un ralentissement de l'évolution de la consommation d'énergie (+0,5% par an) en comparaison avec la période précédente (+2,2% par an). Cette diminution de l'intensité énergétique résulte de l'amélioration des procédés, de nouveaux investissements et des efforts de conservation de l'énergie. La contribution des politiques d'efficacité énergétique est de -6,4%, ce qui représente près de 83,5% de l'amélioration de la performance énergétique globale. L'effet technologique constitue ainsi le facteur prépondérant dans la baisse de l'intensité énergétique globale durant cette période.

Dans la troisième période 2000-2005, nous avons observé une baisse de l'intensité énergétique de l'ID à un taux annuel moyen de 0,9% par an. L'effet de structure a contribué à une baisse d'environ 5%, alors qu'on constate une contribution des efficacités énergétiques sectorielles quasi négligeable. En cette période de ralentissement économique, l'effet de structure intra sectoriel représente le facteur

dominant sur l'amélioration de l'intensité énergétique de l'industrie diffuse.

Donc, nous remarquons que sur la période 1996-2005, la contribution de l'effet de structure est la force dominante (75,6%) dans l'évolution de la performance énergétique globale car les sous secteurs ont été en perpétuelle mutation du fait des différentes évolutions économiques et les prix des énergies (Cf. analyse détaillée ci-dessous).

De plus, durant cette analyse, on constate que plus le niveau de nomenclature considéré est élevé, plus on capte l'impact d'effet de structurel sur la performance énergétique. En effet, sur la Fig. 39, le niveau de nomenclature le plus détaillé (NACE 4) constitue près de trois quarts de l'effet de structure totale dans l'industrie diffuse. Cela implique donc que la modélisation de l'industrie diffuse française avec TIMES requiert le choix d'un niveau de nomenclature le plus détaillé c'est-à-dire la NACE 4 pour éliminer le plus possible cet effet dans nos analyses.

Après cette analyse globale, nous avons essayé d'étudier plus en détail, la contribution de chaque sous-secteur dans l'évolution de la performance énergétique globale de l'industrie diffuse. Ainsi, on pourra mieux essayer d'appréhender l'évolution des effets structurels dans la modélisation prospective énergétique de ces différents secteurs de l'industrie diffuse en fonction des hypothèses qui seront mises en place.

– La première sous-période 1996-1998

La Fig. 40 affiche la contribution totale de chaque secteur à la performance énergétique de l'industrie diffuse en traçant l'impact de son effet structurel en fonction de l'impact du progrès technique. Cette contribution totale de chaque secteur se déduit en sommant son abscisse et son ordonnée.

Cette période (1996-1998) qui correspond à une crise économique (la crise asiatique) et explique le fait que nous observons une diminution du poids économique de toutes les activités sectorielles à l'exception de l'industrie des équipements de transport, l'industrie du caoutchouc et des plastiques et de l'industrie du travail des métaux. Ces deux derniers secteurs, du fait qu'ils fournissent des produits à l'industrie des équipements de transport, suivent un peu le dynamisme de cette dernière qui tire la croissance de l'industrie diffuse globale. Ce taux de croissance élevé (par rapport au reste) dans les équipements de transport est largement dû au dynamisme des exportations de l'industrie ferroviaire et la construction aéronautique et construction navale.

Les industries des produits minéraux non métalliques, l'industrie agroalimentaire, l'industrie textile, et l'industrie de la chimie fine (pharmacie, et produits autres que chimie de base) ont été touchées par la mondialisation, respectivement, d'un niveau significatif pour les deux premiers et dans une moindre mesure pour les deux autres. Ainsi, ces secteurs jouent un rôle important dans la compensation de la dégradation de l'efficacité énergétique via leur effet structurel. La réduction des importations asiatiques des produits minéraux non métalliques a induit un faible taux de croissance de ce secteur et donc une diminution de son poids économique. De même, pour l'industrie agroalimentaire, on constate une réduction de la performance énergétique globale à travers l'effet de structure. Néanmoins, contrairement, au secteur précédent, la diminution de son poids économique est accentuée par son poids énergétique élevé (près d'un tiers) dans l'industrie diffuse. Pour le textile, il est influencé par la commercialisation des produits à très bas prix en provenance des pays asiatiques alors que dans le cas du secteur de la chimie fine, cela provient de sa réorganisation en Europe et la contraction sur les marchés asiatiques.

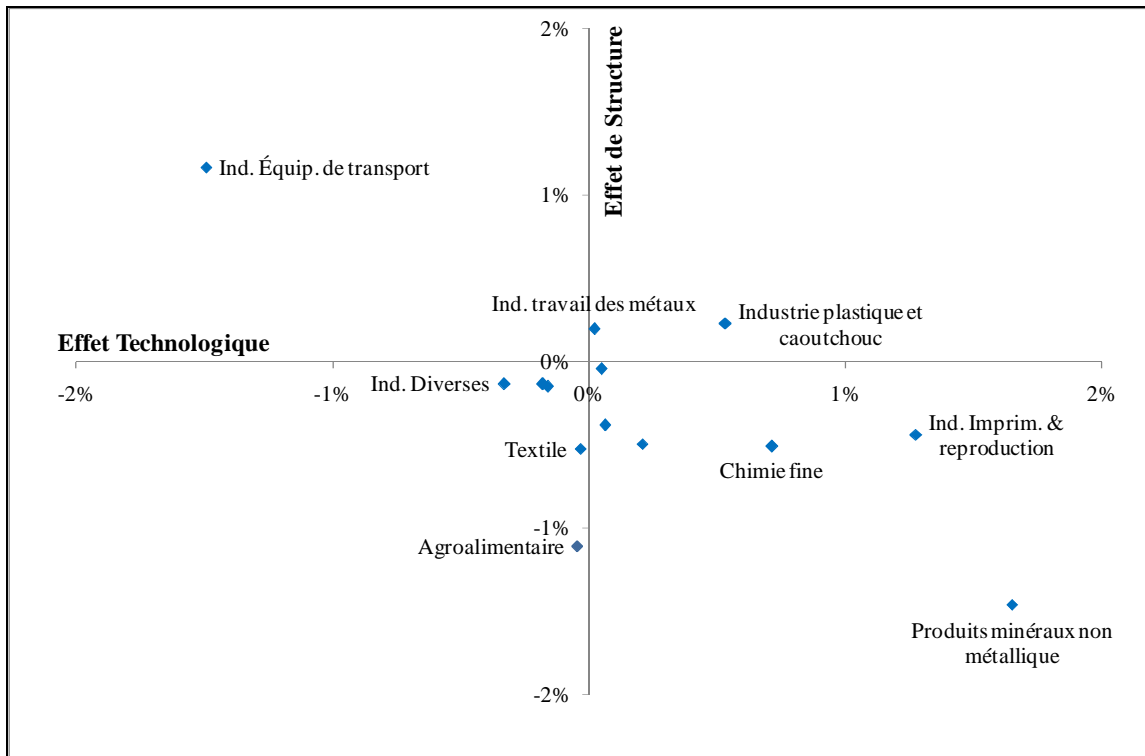


Fig. 40: Représentation des contributions sectorielles à la performance énergétique globale de l'industrie diffuse entre 1996-1998.

Durant cette période, on constate que les prix des énergies ont diminué avec un taux annuel moyen d'environ -8% (Cf. Fig. 41), conduisant ainsi les entreprises à ne pas ressentir le besoin de lancer de nouveaux projets d'équipements. Cela a entraîné le vieillissement des équipements, et donc une baisse de la performance énergétique d'un point de vue technologique.

Source : INSEE et EACEI 2008

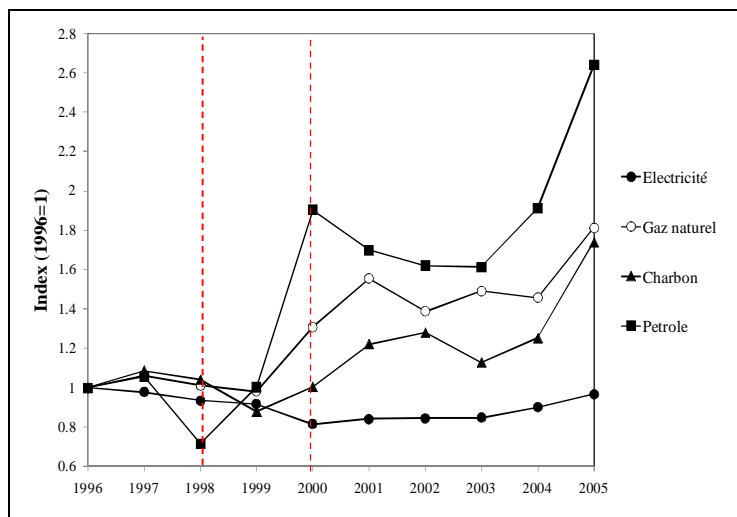


Fig. 41 : Evolution des prix des énergies (indice 1=1996).

Source : SESSI

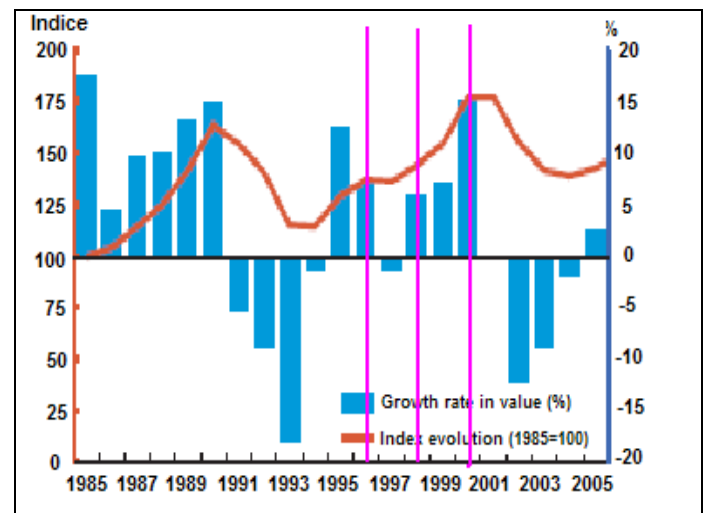


Fig. 42 : Evolution des investissements dans l'industrie manufacturière en France entre 1985-2005.

D'ailleurs depuis le début des années 90, on a constaté une diminution de ces investissements dans l'industrie française. Néanmoins, durant la période 96-98, il y a eu une légère augmentation de l'inves-

tissement⁸³ (Fig. 42). Cela explique donc que certains secteurs comme le secteur des équipements de transport, l'agroalimentaire ou l'industrie de fabrication de meubles ont eu une amélioration de leur efficacité énergétique. Cependant, cette amélioration due au progrès technique n'a pas eu l'impact escompté sur la performance énergétique globale à cause des secteurs restants qui ont négligé cet aspect dû aux coûts énergétiques bas.

❖ La seconde sous-période 1998-2000

La fin de la crise asiatique combinée avec la reprise mondiale et la forte augmentation des prix de l'énergie avec un taux de croissance annuel moyen de 30% induisent une forte reprise des investissements, qui devient un facteur important dans la croissance de la consommation énergétique de l'industrie (Cf. Fig. 41 et Fig. 42). Cette période correspond à une période d'enrichissement économique où le taux de croissance de l'activité économique a été très élevé comme celui des investissements. Ainsi dans la Fig. 43, l'amélioration de la performance énergétique globale est essentiellement attribuable à l'amélioration des efficacités énergétiques sectorielles de tous les secteurs quasiment grâce à de nouveaux investissements. Ces investissements vont permettre aux entreprises de rester compétitives.

L'effet de structure a également joué un rôle majeur dans l'amélioration de la performance énergétique globale de l'ID, mais à un degré moindre (environ 16,5%). Une augmentation du poids économique de certaines industries due à une forte croissance a conduit à une contribution défavorable à la performance énergétique globale via leurs effets structurels. Ce sont les industries des produits minéraux non métalliques, des équipements électriques et électroniques et du bois.

L'évolution économique constatée pour les secteurs des produits minéraux non métalliques et du bois a été stimulée par la reprise du secteur de la construction, celle des équipements électriques et électroniques résulte de la recrudescence des investissements et du bug en l'an 2000 avec la hausse des achats de matériel informatique.

De la même façon, l'industrie de la chimie fine a eu une tendance à la hausse par rapport à la période précédente en raison de l'un des secteurs les plus dynamiques, l'industrie pharmaceutique et le secteur de la parfumerie à un moindre degré. Toutefois, d'autres industries comme le textile et l'agroalimentaire ont vu leur poids économique diminué, entraînant une contribution de leur effet structurel positif à la performance énergétique globale et éclipsant du coup l'impact négatif des industries précédentes. L'explication de la tendance à la baisse du poids économique de l'industrie textile provient de la concurrence accrue de produits asiatiques entre autres dans ce domaine à cause de la mondialisation.

⁸³ Du fait de la difficulté d'atteindre les évolutions des investissements directement liés aux infrastructures énergétiques, nous avons considéré que l'indicateur investissement corporel permettrait d'avoir un aperçu en agrégé de l'évolution de ces dernières.

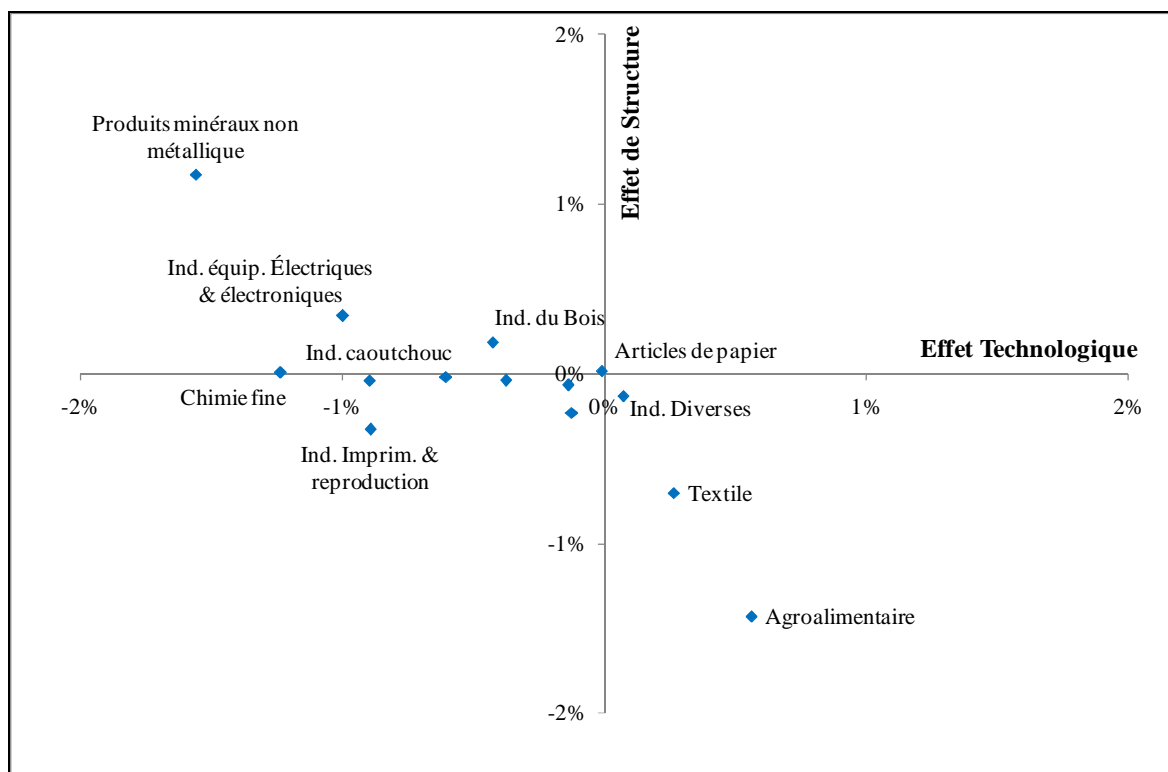


Fig. 43: Représentation des contributions sectorielles à la performance énergétique globale de l'industrie diffuse entre 1998-2000.

Nous avons pu donc constater que durant cette période de forte croissance, presque tous les secteurs de l'industrie diffuse ont contribué globalement positivement à l'amélioration de la performance énergétique globale. Non seulement via l'efficacité énergétique avec la forte reprise des investissements après la fin de la crise économique et la forte hausse des prix des énergies mais aussi via les changements structurels. Cela explique que durant cette même période, le progrès technologique soit si important, et soit devenu le facteur important (environ 85%) dans l'amélioration de la performance énergétique. L'impact des changements structurels provient en grande partie de l'industrie textile, de l'agroalimentaire et des produits minéraux non métalliques.

❖ La troisième sous-période 2000-2005

On peut dire que cette période correspond à une période de stagnation économique en comparaison des deux premières. Le taux de croissance annuel constaté pour la valeur ajoutée de l'industrie diffuse est de 0,6% par an alors que celui de la consommation énergétique est de -0,2% par an. Durant cette même période, les prix des énergies ont continué à augmenter avec un taux de croissance annuel moyen d'environ 7%.

Une forte concurrence étrangère et la hausse des exportations de la Chine du fait de la mondialisation des échanges ajoutées à la faiblesse du dollar et la hausse des prix des énergies ont beaucoup influé sur l'exportation et le marché intérieur.

Au début de la période, les investissements des entreprises industrielles ont fortement baissé à cause de ceux faits une ou deux années auparavant. Cependant, à partir de 2003, l'augmentation des prix des énergies fait qu'on atteint des niveaux élevés par rapport à l'an 2000 et donc on observe une reprise de l'investissement. (Cf. Fig. 41).

Dans la Fig. 44, ce ralentissement économique se voit clairement à travers l'agrégation de tous les

points autour de l'origine à l'exception des trois secteurs : l'industrie agroalimentaire, le textile et l'industrie des équipements électriques et électroniques.

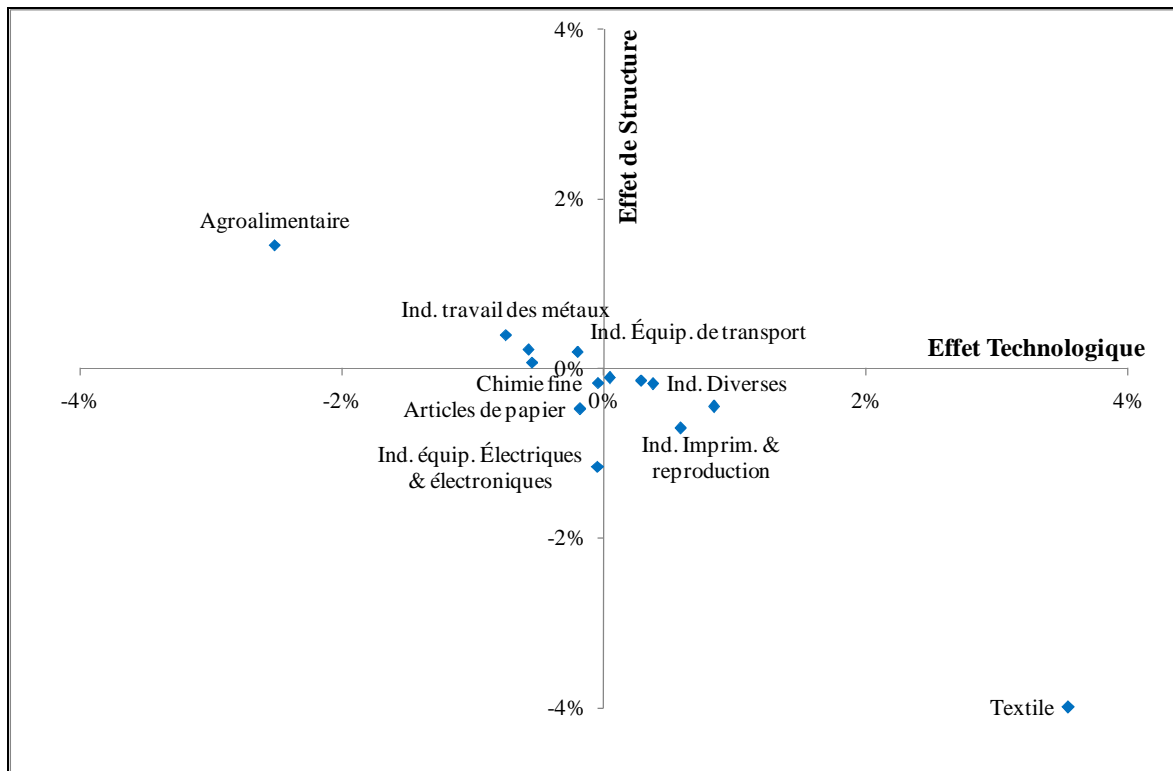


Fig. 44: Représentation des contributions sectorielles à la performance énergétique globale de l'industrie diffuse entre 2000-2005.

L'industrie agroalimentaire a gagné en poids économique au sein de l'industrie diffuse par rapport aux deux précédentes périodes. On suppose que cela provienne de la forte hausse du prix des énergies à partir de 2003 qui a fortement influé sur l'évolution du reste des secteurs de l'industrie diffuse. Ce changement structurel a induit une contribution défavorable à l'amélioration de la performance énergétique globale. Cependant, cette contribution défavorable structurelle a été compensée par une forte efficacité énergétique grâce aux procédés. Cette diminution de son intensité énergétique est en partie due à la relance des investissements dans les biens de consommation.

Par contre, l'industrie des équipements électriques et électroniques a perdu en poids économique en comparaison de la période précédente à cause de l'importation de la plupart de ses produits. De même, on observe le même cas de figure pour l'industrie textile mais pour une autre raison : la forte concurrence étrangère. Les modifications structurelles observées au sein de ces deux dernières industries ont fortement impacté positivement l'amélioration de la performance énergétique globale de l'industrie diffuse. On peut aussi remarquer du point de vue de l'efficacité énergétique que le secteur du textile se démarque fortement à cause d'un progrès technique inexistant. En effet, son intensité énergétique a fortement augmenté par rapport à la période précédente car le taux de décroissance de sa valeur ajoutée (-25,7%) était trois fois plus rapide que celle de sa consommation énergétique (-7,9%).

En cette période de ralentissement économique, l'effet de structure a été quasiment la seule force à contribuer à l'amélioration de la performance énergétique globale au sein de l'industrie diffuse, alors que le progrès technique (et donc l'efficacité énergétique) a eu un impact quasi nul. Durant cette même période, nous nous apercevons encore que l'industrie agroalimentaire joue un rôle très important dans la performance énergétique globale de l'industrie diffuse du fait de son large poids économique et

énergétique. Le textile et l'industrie des équipements électriques et électroniques a également contribué de manière significative à ce changement à cause des différents changements structurels intervenus influencés par l'évolution des échanges internationaux. Par contre pour le reste des secteurs de l'industrie diffuse, on peut supposer que les deux effets (structurel et technique) sont quasi nuls en période de ralentissement économique et donc n'ont presque pas influencé l'évolution de la performance énergétique globale.

Nous constatons qu'en France, l'effet structurel a été le facteur écrasant (environ 75%) dans l'amélioration de la performance énergétique sur période 1996-2005 au sein de l'industrie diffuse. Les prix des énergies jouent aussi un rôle de stimulus dans l'amélioration de cette performance énergétique, soit par le progrès technique (efficacité énergétique) ou soit par l'effet de structure avec le ralentissement de la croissance de certains gros secteurs comme nous avons pu le voir. On remarque que le progrès technique n'a été un facteur dominant au sein de l'industrie diffuse qu'au cours d'une période de forte croissance économique. Nous avons observé que l'industrie agro-alimentaire (23%), l'industrie des équipements électriques et électroniques (16%), l'industrie des machines et des équipements de transport (16%), l'industrie textile (11%) et l'industrie de la chimie fine (10%) ont fortement contribué pour environ trois quarts à l'amélioration de la performance énergétique globale de l'industrie diffuse en France sur la période 1996-2005. De plus, nous sommes arrivés à la conclusion que pour le cas des secteurs de l'Industrie Diffuse en France, plus nous modéliserons à des niveaux sectoriels très détaillés, plus nous capterons l'impact des changements structurels sur la performance énergétique.

3.4.3. Conclusion

Dans cette analyse de l'impact des changements structurels sur la performance énergétique, nous avons axé notre étude sur une partie de l'Industrie où les analyses énergétiques ont été pour la plupart négligées ; l'Industrie Diffuse. Cette analyse est nécessaire en amont pour toute modélisation dans le secteur Industrie et à fortiori dans l'Industrie Diffuse. En effet, elle soulève deux avantages non négligeables pour une analyse prospective énergétique :

- (1) Une meilleure appréhension du niveau de nomenclature minimal à considérer afin de mieux modéliser les secteurs industriels.
- (2) Un critère supplémentaire dans les agrégations sectorielles éventuelles en fonction de l'objectif recherché pour jouer au mieux des sources de données à notre disposition.

Le peu d'analyse énergétique existant sur l'industrie diffuse dans la littérature, ne considère qu'un seul groupe agrégé (appelé souvent autres industries), ne prenant ainsi pas en compte les contributions des changements structurels intra sectoriels. Et nous avons vu que ce paramètre devrait être pris en compte dans ces analyses à cause de son importance, surtout dans le cas de l'industrie diffuse en France.

Néanmoins, une question importante est soulevée qui est de savoir comment allons-nous le traiter dans une étude prospective cet effet de structure et comment le projeterons-nous dans le futur ?

Dans une modélisation prospective, la prise en compte de cet effet est possible et s'effectue au niveau de l'évolution de l'indicateur de l'activité industrielle et donc la demande. La projection de cette demande en construisant des élasticités sur des chroniques passées. Ces élasticités seront définies en rapport entre les TCAM⁸⁴ des indicateurs de la demande des différents sous secteurs analysés, du secteur agrégé, du périmètre Industrie et de l'évolution du PIB (Cf. dans les paragraphes du chapitre 3 sur

⁸⁴ TCAM : Taux de Croissance Annuel Moyen

la projection de la demande). Ainsi, à l'aide des différents scénarii de croissance du PIB, on pourrait en déduire directement les hypothèses de croissance des sous secteurs grâce aux hypothèses fixées sur les différentes élasticités inhérents à ces sous secteurs.

L'analyse nous a montré aussi qu'il est nécessaire de partir du niveau de nomenclature le plus détaillé de l'ID pour capter au maximum cet effet. Cependant, avec parfois l'indisponibilité des données à ces niveaux de détails et aussi de l'objectif de modélisation recherché, des agrégations devront être nécessaires. Nous verrons par la suite la méthodologie d'agrégation mise en place en prenant en compte certains paramètres et caractéristiques, mais aussi les effets de structure. Après analyse, nous pourrons effectuer les agrégations lorsque l'impact des effets de structure constatés pour les sous secteurs est quasiment égal à celui du secteur agrégé sur la performance énergétique globale. Dans le cas contraire, une différenciation sectorielle est nécessaire pour réduire les biais sur les analyses énergétiques

3.5. Le choix du niveau de désagrégation : un compromis...

Le secteur industriel, comme nous l'avons vu, est sans contexte très complexe. La modélisation du secteur industriel requiert des choix importants de la part du modélisateur. Chaque industrie, peut demander une modélisation spécifique du fait d'une structure et des caractéristiques qui lui sont propres. Comme nous l'avons déjà stipulé, ce qui guide le choix de modélisation, c'est l'adéquation de la réponse du modèle à la question posée. Le niveau de désagrégation que le modélisateur va considérer, dépend fortement des questions auxquelles il veut répondre et aussi de la disponibilité des données. Il va ainsi chercher à s'adapter pour allier qualité de réponse/temps de calcul/disponibilité des données.

Finalement, ces choix de modélisation, d'une importance capitale, permettent ainsi de réunir trois exigences parfois contradictoires :

- Le désir de bien représenter chaque industrie,
- Se satisfaire des données disponibles, et
- Limiter l'effort de modélisation à un niveau raisonnable.

Un compromis acceptable doit être trouvé entre les avantages incontestables d'une modélisation très fine des procédés de chaque industrie d'une part, et le coût (en temps et en acquisition de données) d'une telle approche tout en alliant implicitement la réduction des effets de structure. Ces deux considérations doivent être très soigneusement évaluées, car les enjeux en termes d'effort de modélisation peuvent être très importants.

Le secteur de l'industrie diffuse compte un très grand nombre de secteurs contrairement aux IGCE à un niveau de nomenclature très désagrégé, comme on a pu le voir dans la segmentation de l'industrie. Dans le cas d'étude que nous verrons dans le chapitre suivant, nous analysons les possibilités d'implantation des Pompes à Chaleur dans l'industrie agroalimentaire. D'après les analyses faites sur les effets de structure, nous partons du niveau de nomenclature NACE le plus désagrégé pour tenir compte de tous les effets de structure. Cependant, les performances des PAC dépendent des classes de températures considérées d'où il est nécessaire de connaître les classes de température par usage thermique. Ainsi, des agrégations sectorielles deviennent obligatoires et fonction aussi des données disponibles.

En effet, une approche basée sur des regroupements de secteurs reposant sur des critères bien spécifiques peut s'avérer le meilleur choix. Une telle approche permet ainsi de pallier l'important problème de l'indisponibilité des données à des niveaux très détaillés. *Les principaux critères utilisés pour dé-*

finir les agrégations reposent sur les caractéristiques des activités des unités productrices tout en minimisant l'impact des effets structurels. Ainsi, nous cherchons les similitudes existantes au niveau de ces unités et de certaines relations économiques [INSEE, 2003a]. Les aspects essentiels recensés dans la règle d'agrégation de ces activités sont :

- Le caractère des biens et services produits,
- Les moyens, le processus et la technique de production.
- L'impact des effets structurels

Par exemple, on considère le cas de l'industrie agroalimentaire qui regroupe 33 sous secteurs au niveau 4 de la nomenclature NACE. A partir de ces critères, nous avons réduit ce nombre en redéfinissant 20 secteurs comme nous pouvons l'observer sur la Fig. 45 ci-dessous.

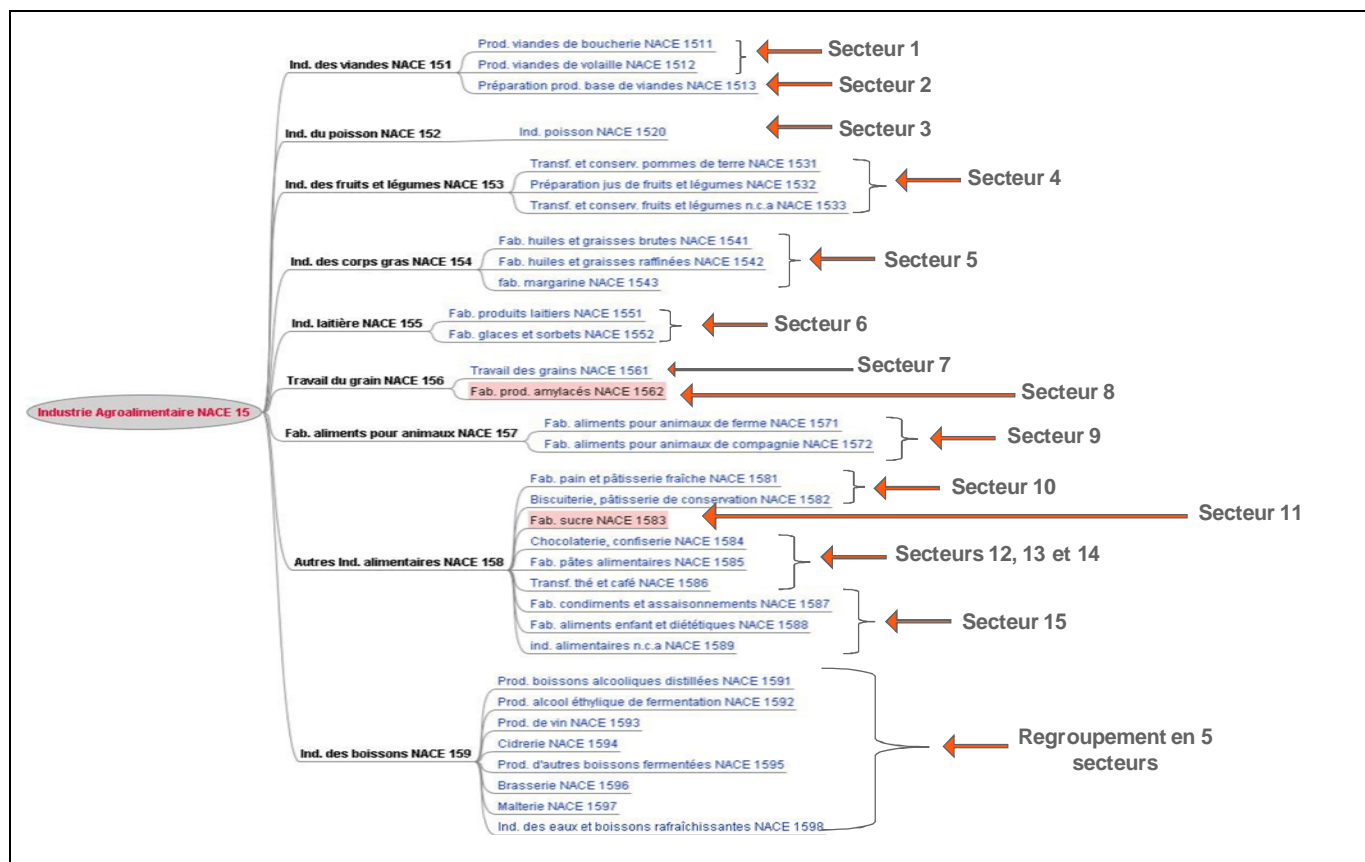


Fig. 45 : Regroupement sectoriel de l'industrie agroalimentaire.

En conclusion, une telle approche basée sur une analyse sectorielle des usages énergétiques ainsi que des produits fabriqués, permet d'analyser à un niveau suffisamment détaillé tout en alliant disponibilité des données. Elle peut s'avérer donc très utile et rendre faisable la modélisation des nombreux sous-secteurs de l'industrie diffuse. Après ces considérations, la section suivante permet de voir les différentes formalisations effectuées dans le modèle TIMES de l'industrie diffuse.

4. Structure de l'industrie diffuse dans TIMES

L'ensemble est représenté graphiquement dans la Fig. 46 de façon plus détaillée avec les technologies de transformation et quelques usages en exemple.

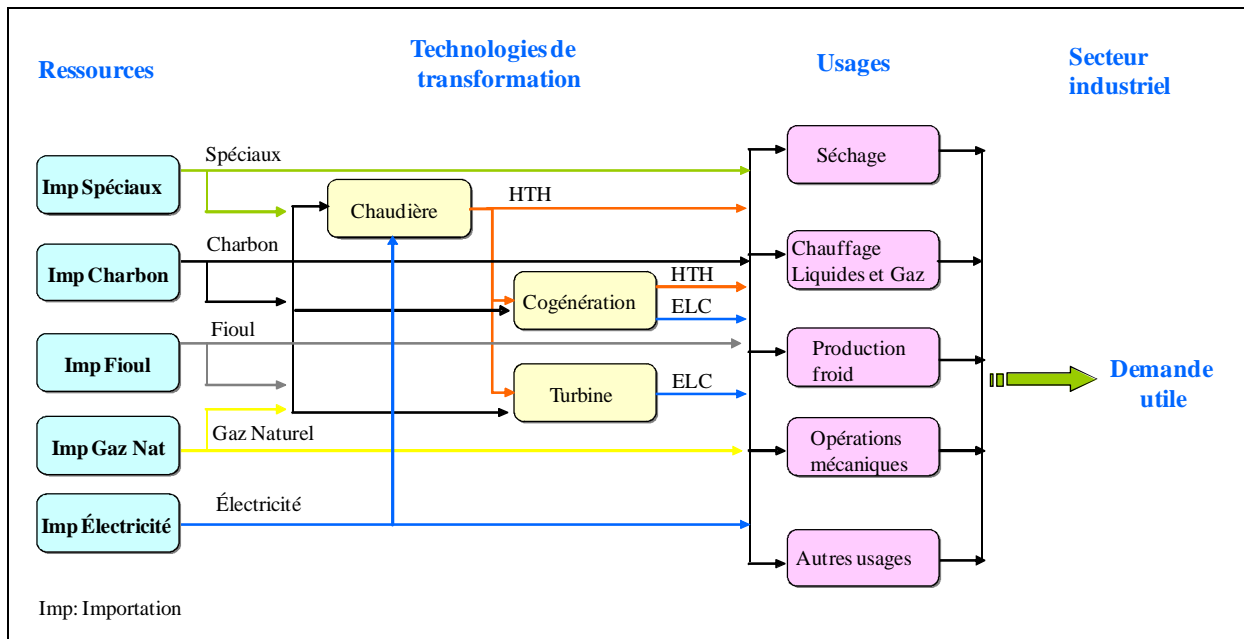


Fig. 46 : Représentation schématique détaillée du RES des secteurs de l'industrie diffuse.

Chaque demande industrielle consiste en un vecteur de 11 familles d'usages énergétiques, répartis par type d'énergie, qui sont agrégés pour produire la demande finale. La part relative des différents usages est considérée comme fixe dans chacun de ces sous secteurs. Dans notre modèle TIMES industrie diffuse, on a considéré une désagrégation jusqu'au niveau des technologies de transformation (chaudières, cogénérations et turbines) dont la production de chaleur et/ou vapeur est tirée par les besoins des différents usages des secteurs de l'industrie diffuse. Cette désagrégation s'observe aussi bien au niveau des énergies que des sous secteurs comme nous pouvons le voir sur la Fig. 46. Cela nous offre ainsi une représentation plus complète et affinée avec plus de flexibilité dans les choix technologiques puisqu'ils ne s'axeront pas seulement qu'aux usages pour la production. De plus, cela permet d'assurer une meilleure cohérence dans la représentation de l'industrie diffuse. Cependant, il est à noter que le modèle par usages établi pour l'industrie diffuse ne prend pas en compte les effets de rétroaction possibles sur le reste de l'économie comme nous l'avons déjà stipulé dans le Chapitre 1.

Ainsi donc, ce modèle va permettre de calculer les consommations des principales énergies et les émissions de CO₂ correspondantes, en fonction d'un scénario d'évolution de la demande et évolution technico-économique par sous secteur d'activité. Il permettra entre autres de mettre en évidence et de chiffrer les pistes d'économie d'énergie dans l'industrie diffuse et d'examiner les conditions d'accessibilité des gisements dans ces différents sous-secteurs.

Les sections suivantes vont permettre de comprendre le pourquoi d'une modélisation particulière des chaudières et les hypothèses mises en œuvre.

4.1. La modélisation des technologies de chaudières, turbines et cogénérations.

Dans les paragraphes précédents, nous avons vu que l'usage sous chaudière dans la consommation énergétique primaire est assez importante dans l'industrie diffuse. Ainsi, nous avons considéré une désagrégation jusqu'aux technologies de transformation c'est-à-dire chaudières, turbines et cogénérations. Nous avons opté pour un traitement différent des chaudières (finesse de désagrégation) car cela nous permet de mieux répondre à la question du potentiel des Pompes à Chaleur (PAC) dans la récupération d'énergie au niveau des usages dans les secteurs de l'industrie agroalimentaire (Voire Chapitre

3). Ainsi, on pourrait évaluer la pénétration et le potentiel de substitution des PAC aux chaudières. Dans une autre étude prospective cela ne serait pas nécessaire, voire pénalisant au regard des temps de calcul et d'acquisition de données (si elles sont disponibles).

Dans la modélisation de l'industrie en général avec le modèle TIMES, on est confronté à une approche par technologie. Cela requiert donc d'avoir une base de données fournie et adéquate, ou de mettre en place quelques hypothèses permettant de représenter les chaudières le mieux possible.

Dans notre cas, nous avons analysé les données des études sectorielles du CEREN sur ces technologies de transformation. Cette base de données est désagrégée par secteur et est composée de quatre classifications pour toutes les technologies de transformation (Cf. Tableau 14):

- Par type d'énergie et par type de technologie de transformation (chaudières, turbines, cogénérations).
- Par type d'énergie et par tranche d'âge.
- Par type d'énergie et par tranche de puissance.
- Par type d'énergie et par régime de fonctionnement.

	Types d'énergie		
	Parc	Puissance	Consommation
Chaudières			
Type de chaudières			
Dont multi-énergies			
Tranche de puissance			
Dont multi-énergies			
Tranche d'âge			
Dont multi-énergies			
Fluide caloporteur			
Dont multi-énergies			
Régime d'utilisation			
Dont multi-énergies			
Équipements de production d'électricité			
Type de matériel			
Tranche de puissance			
Tranche d'âge			
Régime d'utilisation			

Tableau 14 : Répartition des données fines sur les technologies de transformation du CEREN.

Type d'énergie	Tranche de puissance	Tranche d'âge	Régime de fonctionnement
Houille	Moins de 500 kW	Inconnu	3x8 h sans arrêt le week-end
Gaz Naturel	De 500 à 1 999 kW	Moins de 5 ans	3x8 h avec arrêt le week-end
GPL	De 2 000 à 4999 kW	6 à 10 ans	2x8 h
FOL	De 5000 à 9 999 kW	11 à 15 ans	1x8 h
FOD	De 10 000 à 19 999 kW	16 à 20 ans	Secours

Electricité	De 20 000 à 49 999 kW	21 à 25 ans	Jours de pointe
Spéciaux	Plus de 50 000 kW	Plus de 25 ans	Intermittent dans la journée
Mixte			

Tableau 15 : La répartition de chaque paramètre dans les données fines sur les technologies de transformation du CEREN.

Cependant, cette base de données du CEREN est construite selon une projection unidimensionnelle (types d'énergie) et donc, ne relie pas le type de technologie de transformation aux trois autres paramètres : tranche d'âge, tranche de puissance et régime de fonctionnement. Le choix de cette segmentation par le CEREN s'explique par le fait **qu'il s'avère difficile de relier tous ces paramètres de façon précise à ce niveau de détail** comme le demande notre représentation selon TIMES (Cf. Fig. 47) des chaudières, turbines ou cogénérations.

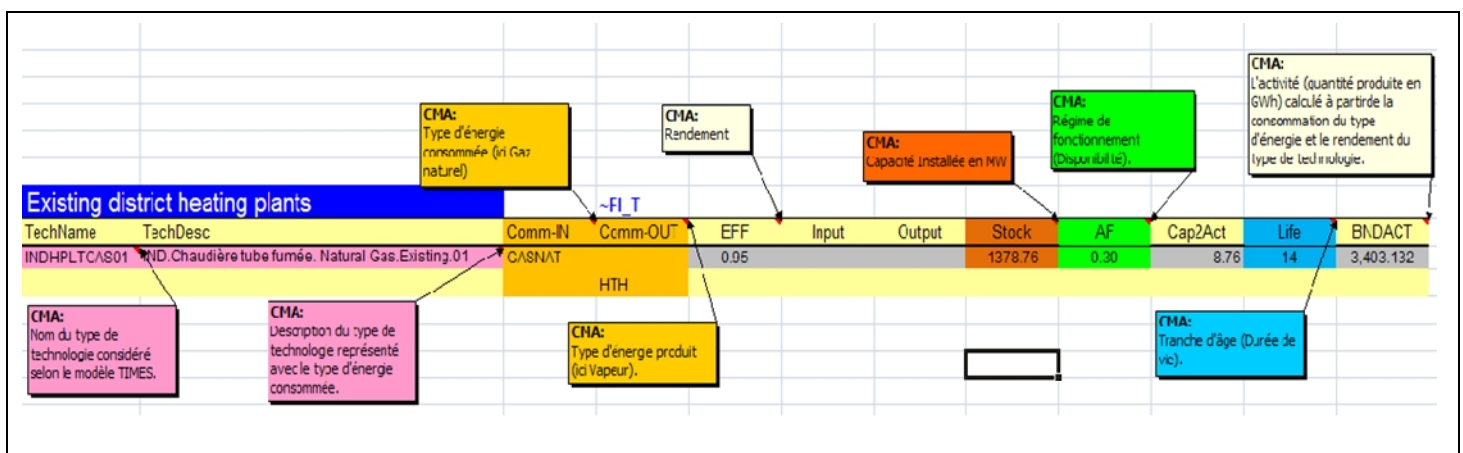


Fig. 47 : Représentation d'une technologie de transformation (ici chaudière) selon le modèle TIMES.

Deux choix s'offrent à nous pour utiliser au mieux les données disponibles et représenter le mieux possible ces technologies :

- Faire le choix d'une agrégation des chaudières par type d'énergie,
- Ou faire le choix d'une différenciation par type de chaudière (Tube à fumée, tube à eau ...etc) et par type d'énergie

Dans les deux cas, nous restons toujours dans une approche technologique comme le veut TIMES.

Néanmoins, la première formalisation (1) peut beaucoup influencer la pénétration des nouvelles technologies car on utilise un rendement moyen par type d'énergie. Ainsi, dans le cas où il y aurait des rendements différenciés par type de technologie pour chaque type d'énergie, il se pourrait que nous n'ayons pas le meilleur reflet des renouvellements technologiques pour des questions de rentabilité (coût énergie, rendement...). La représentation (2) serait alors la plus adéquate. Mais cette différenciation par type de chaudière ne serait par contre pas nécessaire si nous supposons que le rendement est identique pour toutes les technologies consommant le même type d'énergie. Ce qui est rarement le cas.

Dans le cas de notre modélisation pour étudier la pénétration des PAC, nous avons opté pour une formalisation par type de technologie et par type d'énergie qui s'avère la plus adéquate du fait d'une différenciation des rendements. Cette représentation nécessite ainsi un certain nombre de calculs et d'hypothèses pour remonter à ce croisement.

4.1.1. Méthode de prise en compte du paramètre pertes chaufferie dans chaque type de chaudière.

La prise en compte du paramètre pertes chaufferies dans la définition des chaudières est possible en se basant sur les tableaux récapitulatifs des pertes thermiques de la production de vapeur du CEREN. Ce paramètre est nécessaire pour coller au mieux avec la représentation réelle des chaudières. On obtient donc l'énergie disponible à la sortie des chaufferies dans le secteur A par la relation suivante :

$$ED = Chr + EFr - PC$$

ED Energie totale disponible à la sortie des chaufferies du secteur A

Chr Consommation totale hors récupération des chaudières du secteur A

EFr Energie totale fournie par les chaudières de récupération du secteur A

PC Pertes de chaufferie totales du secteur A

Cependant, les tableaux de données nous donnent accès qu'aux pertes de chaufferies agrégées par secteur, de même que l'énergie fournie par les chaudières de récupération. Les consommations hors récupération sont segmentées par type de chaudière et par type d'énergie consommé.

Ainsi, on déduit l'énergie disponible à la sortie de chaufferies de la chaudière *j* consommant l'énergie *i* dans le secteur A par la relation suivante :

$$ED_j^i = Chr_j^i + \frac{P_j^i}{PT} * (EFr - PC)$$

Chr_jⁱ Consommation totale hors récupération des chaudières *j* consommant l'énergie *i* dans le secteur A

P_jⁱ Puissance installée des chaudières *j* consommant l'énergie *i* dans le secteur A

PT Puissance totale installée des chaudières dans le secteur A

On a donc distribué les pertes de chaufferies au prorata du parc de chaque technologie dans chaque secteur.

Et cela permet d'obtenir le rendement moyen de chaque technologie *j* pour chaque type d'énergie *i* consommé :

$$r_j^i = \frac{ED_j^i}{Chr_j^i}$$

4.1.2. Méthode attribution des paramètres (durée de vie, disponibilité) à chaque type de chaudière, turbine ou cogénération

– Paramètre âge des chaudières (calcul durée de vie technique⁸⁵ restante)

Pour attribuer le paramètre tranche d'âge par type de technologie et par type d'énergie, nous partons des tableaux de données du CEREN à notre disposition :

- Répartition par secteur et par type de technologie et par type d'énergie,

⁸⁵ Dans le modèle TIMES, on fait la distinction entre durée de vie technique TLIFE et durée de vie économique ELIFE. La durée de vie économique correspond au temps de retour sur investissement alors que la durée de vie technique est le temps d'existence de la technologie.

Si on ne renseigne pas ELIFE, le modèle TIMES considère par défaut que ELIFE=TLIFE.

- Répartition par secteur et par type d'énergie et par tranche d'âge.

Nous calculons pour chaque type d'énergie, un même âge moyen pour toutes les chaudières le consommant en utilisant comme facteur de pondération le parc de chaudières dans chaque tranche d'âge pour chaque type d'énergie. Ce qui donne la relation suivante :

$$AM^i = \sum_j \frac{Q_j^i}{QT^i} * TA_j$$

AM^i Âge moyen des chaudières consommant l'énergie i

TA_j Tranche d'âge j

Q_j^i Parc des chaudières de tranche d'âge j consommant l'énergie i

QT^i Parc total des chaudières consommant l'énergie i

Nous faisons donc l'approximation que toutes les technologies consommant le même type d'énergie ont le même âge moyen (Cf. Fig. 48).

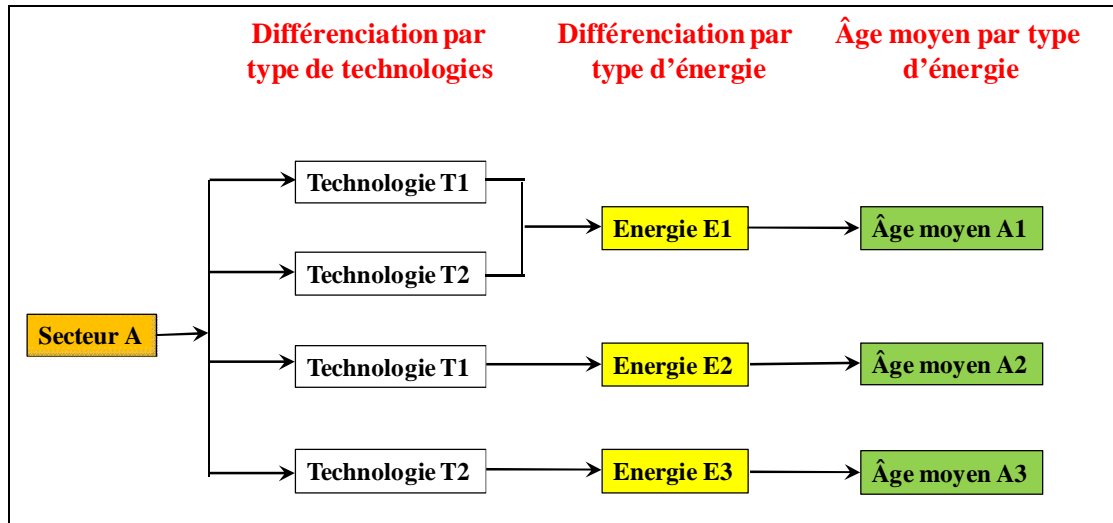


Fig. 48 : Attribution paramètre âge à chaque type de technologie de chaudière, turbine et/ou cogénération.

– **Paramètre régime de fonctionnement ou disponibilité**

Pour l'attribution du régime de fonctionnement par type de technologie et par type d'énergie, nous effectuons le même calcul que le paragraphe précédent avec les tableaux de données du CEREN suivants :

- Répartition par secteur et par type de technologie et par type d'énergie,
- Répartition par secteur et par type d'énergie et par classe de régime de fonctionnement..

Nous calculons le régime de fonctionnement moyen des chaudières consommant le même type d'énergie en utilisant comme facteur de pondération la puissance installée de chaudières pour chaque classe de fonctionnement pour chaque type d'énergie :

$$RFM^i = \sum_j \frac{P_j^i}{PT^i} * RF_j$$

RFM^i Régime de fonctionnement moyen des chaudières consommant l'énergie i

RF_j^i Classe de régime de fonctionnement j

P_j^i Puissance installée des chaudières de classe de fonctionnement j consommant l'énergie i

PT^i Puissance totale installée des chaudières consommant l'énergie i

Nous ferons donc la même approximation que pour l'attribution de l'âge à chaque technologie en considérant que toutes les technologies consommant le même type d'énergie auront le même régime de fonctionnement moyen.

Cependant, ce calcul peut induire une erreur avec une résolution impossible du système énergétique par le modèle TIMES. En effet, pour chaque technologie comme on a pu le voir dans le chapitre 1 au §4.2.3 des contraintes, leur activité ne peut excéder leur capacité disponible selon leur facteur de disponibilité (ou régime de fonctionnement) spécifié :

$$ACT \leq RF * CAPUNIT * CAP$$

Avec **CAPUNIT** le facteur de conversion entre les unités de capacité et d'activité (souvent égal à 1 exceptées pour les chaudières, les turbines et les cogénérateurs). Par exemple, dans notre cas, pour une chaudière ou une turbine, le facteur de conversion pour un découpage temporel annuel est de 8.76 GWh/MW entre l'unité de capacité en MW et celle de l'activité GWh.

RF est le facteur de disponibilité ou régime de fonctionnement.

ACT est l'activité de la technologie.

Ainsi dans les cas où cette contrainte n'est pas respectée, nous pouvons nous baser sur l'équation précédente pour en déduire le régime de fonctionnement de la technologie considérée :

$$RF = \frac{ACT}{CAPUNIT * CAP}$$

En conclusion, la mise en place de tous ces paramètres : âge, régime de fonctionnement, pertes de chaufferies et l'énergie de récupération, permet de mieux appréhender l'évolution des technologies de transformation d'énergie existantes et nouvelles en fonction des scénarii de la demande, des prix des énergies et des contraintes environnementales. Le paragraphe suivant met l'accent sur l'importance de la donnée dans la modélisation comme nous avons pu le voir dans la représentation des technologies.

4.2. Les données : un point crucial dans la modélisation prospective.

Comme nous le disions tout au long de ce chapitre, nous avons cherché à être le plus détaillé possible dans notre modélisation sectorielle de l'industrie diffuse. Cependant, cela requiert une quantité considérable de données qui ne sont pas nécessairement disponibles. Cette base de données constitue le cœur du modèle en ce sens qu'elle est à la base de la spécification et la caractérisation de toutes les technologies (actuelles et futures) dans la modélisation. Ainsi, c'est ce qui oriente et justifie les choix engagés dans cette modélisation sectorielle [Djemaa, 2009].

Comme nous l'avons stipulé auparavant, diverses sources de données seront nécessaires afin de bien représenter notre système énergétique de référence. Ainsi pour pallier le problème du manque de données, nous sommes amenés à mettre en place des hypothèses de calcul en nous basant sur l'étude de ces diverses sources, de nombreux documents ou d'avis d'experts sectoriels.

Durant cette thèse nous avons pu profiter de la base de données ENERVISION interne à EDF R&D en plus des autres sources de données telles que le CEREN, AGRESTE, EUROSTAT... Elle a été conçue par les départements EPI⁸⁶ et ICAME⁸⁷. Le point de départ de la constitution de cette base est le recueil de l'ensemble des données disponible :

- Celles issues des études EMIE du CEREN,
- Celles issues du SESSI et de l'AGRESTE
- Celles issues d'Eurostat
- Celles issues de la bibliographie pour les secteurs manquants
- Celles issues de l'INSEE

L'enjeu d'ENERVISION est de construire une image représentative de l'utilisation des énergies dans l'industrie. Le cœur des données exploitées est issu de la capitalisation d'enquêtes sur l'utilisation des énergies sur les sites industriels réalisée par le CEREN. La base ENERVISION permet de croiser de façon exhaustive et cohérente des données sectorielles pour différents niveaux de nomenclature par énergies, par opération (usages) et par années [Berthou et al, 2009].

En conclusion, nous pouvons regrouper les sources de données en deux catégories :

- Les données provenant de sources non confidentielles telles les organismes statistiques AGRESTE, SESSI, EUROSTAT...
- Les données provenant de bases de données privées dont l'utilisation est limitée à EDF R&D et ses partenaires telles que les études sectorielles EMIE du CEREN, la base de données ENERVISION...

5. Conclusion

Ce chapitre nous a donc permis de montrer tout d'abord comment segmenter le périmètre Industrie par le choix de trois critères basés sur les caractéristiques énergétiques et économiques. D'autre part, nous avons mis en exergue la méthodologie mise en place pour traiter les secteurs de l'industrie diffuse à travers le modèle TIMES. La structure de l'ID étant définie, nous pouvons analyser une étude de cas pour montrer l'étendue de ses possibilités. Cette étude va porter, comme nous avons pu le stipuler auparavant, sur les possibilités d'implantation des pompes à chaleur dans l'industrie diffuse.

Nous avons donc choisi de mener cette analyse en profondeur sur le plus grand secteur diffus : le secteur de l'agroalimentaire. Etant donné que notre structure est générique à tous les secteurs de l'industrie diffuse, cette étude va permettre de mettre en exergue toute les possibilités du modèle ID avec TIMES, et par la suite de l'étendre aux autres secteurs de l'ID.

⁸⁶ Département « Eco-efficacité et Procédés Industriels ».

⁸⁷ Département « Innovation Commerciale, Analyse des Marchés et de leur Environnement ».

ABREVIATIONS

- C** **CAH : Classification Ascendante Hiérarchique**
CEREN : Centre d'Etudes et de Recherche Economique sur l'Energie
CITI : Classification Internationale Type des Industries
- H** **HC : Hors Chaudières**
- I** **IAA : Industrie Agroalimentaire**
ID : Industrie Diffuse
IGCE : Industrie Grande Consommatrice d'Energie
INSEE : Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques
IPI : Indice de Production Industrielle
- M** **MARKAL : MARKet Allocation**
- N** **NACE : Nomenclature des Activités de la Communauté Européenne**
NAF : Nomenclature des Activités Françaises
- S** **SC : Sous Chaudière**
SESSI : Service des Etudes et des Statistiques Industrielles
- T** **TIMES : The Integrated Markal-Efom System**
- U** **US DOE : Département de l'Energie des Etats-Unis**
- V** **VA : Valeur ajoutée**
VP : Valeur de production
VT : Valeur Test

LISTE DES FIGURES

Fig. 24 : Exemple d'un dendrogramme.....	70
Fig. 25 : Segmentation de notre périmètre industrie en France.	73
Fig. 26 : Intensité énergétique en fonction de la consommation énergétique par site de production.	75
Fig. 27 : Part du coût énergétique en fonction de l'intensité énergétique.	75
Fig. 28 : Part du coût énergétique en fonction de la consommation énergétique par site de production. ...	76
Fig. 29 : Synoptique de la consommation énergétique dans l'industrie diffuse.	77
Fig. 30 : Consommation énergétique totale des secteurs de l'industrie diffuse en 2006.	78
Fig. 31 : Profil de consommation par forme d'énergie dans l'industrie diffuse.	78
Fig. 32 : Répartition des combustibles sous chaudières et hors chaudière dans l'industrie diffuse.....	79
Fig. 33 : Synoptique du secteur de la transformation des fruits et légumes (NACE 1533).....	80
Fig. 34 : Synoptique du secteur de production de viandes de boucherie (NACE 1511).	80
Fig. 35 : Représentation schématique de la modélisation de l'industrie diffuse.....	81
Fig. 36 : La pyramide des indicateurs.	83
Fig. 37 : Représentation schématique de l'effet de structure.....	91
Fig. 38 : Décomposition de la performance énergétique globale de l'industrie diffuse en France.....	94
Fig. 39: Décomposition de l'impact de l'effet de structure en fonction du niveau de nomenclature.....	94
Fig. 40: Représentation des contributions sectorielles à la performance énergétique globale de l'industrie diffuse entre 1996-1998.....	96
Fig. 41 : Evolution des prix des énergies (indice 1=1996).....	96
Fig. 42 : Evolution des investissements dans l'industrie manufacturière en France entre 1985-2005.....	96
Fig. 43: Représentation des contributions sectorielles à la performance énergétique globale de l'industrie diffuse entre 1998-2000.....	98
Fig. 44: Représentation des contributions sectorielles à la performance énergétique globale de l'industrie diffuse entre 2000-2005.....	99
Fig. 45 : Regroupement sectoriel de l'industrie agroalimentaire.....	102
Fig. 46 : Représentation schématique détaillée du RES des secteurs de l'industrie diffuse.....	103
Fig. 47 : Représentation d'une technologie de transformation (ici chaudière) selon le modèle TIMES...	105
Fig. 48 : Attribution paramètre âge à chaque type de technologie de chaudière, turbine et/ou cogénération.	107

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 3 : Exemple d'une partie de la division 15 (Industries agro-alimentaires).....	66
Tableau 4 : Cadrage sectoriel périmètre Industrie SESSI.	67
Tableau 5 : Cadrage sectoriel du périmètre Industrie pour la thèse.	67
Tableau 6 : Caractéristiques du premier groupe.	72
Tableau 7: Caractéristiques du deuxième groupe.	72
Tableau 8: Caractéristiques du troisième groupe.	72
Tableau 9 : Comparaison croisée des résultats de la CAH et des <i>K-means</i>	74
Tableau 10 : Evolution des IPI secteur agrégé et sous secteurs dans l'industrie des fruits et légumes (case noir=non renseigné).	88
Tableau 11 : Evolution du poids énergétique de l'industrie des fruits et légumes dans l'IAA.	88
Tableau 12 : Taux de croissance annuel de la consommation énergétique dans l'industrie des fruits et légumes.	88
Tableau 13 : Taux de croissance annuel de la VA dans l'industrie des fruits et légumes.	88
Tableau 14 : Répartition des données fines sur les technologies de transformation du CEREN.....	104
Tableau 15 : La répartition de chaque paramètre dans les données fines sur les technologies de transformation du CEREN.	105

6. Bibliographie

[Abdelaziz et al, 2011]

E.A. Abdelaziz, R. Saidur, S. Mekhilef, *A review on energy saving strategies in industrial sector*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 (2011), p150–168.

[AIE, 1997]

International Energy Agency (IEA), *Indicators of energy use and efficiency, understanding the link between energy and human activity*, 1997.

[Ang, 1987]

Ang B.W., *Structural changes and energy-demand forecasting in industry with applications to two newly industrialized countries*, Energy 12 (1987), p101-111.

[Ang et al, 1991]

Ang B.W., Liu X.Q., Ong H.L., *Sector disaggregation and the effect of structural change on industrial energy consumption*, Energy 17 (1991), p679-687.

[Ang, 1993]

Ang B.W., *Sector disaggregation, structural effect and industrial energy use: an approach to analyze the interrelationships*, Energy 18 (1993), p1033-1044.

[Ang and Skea, 1994]

Ang B.W. & Skea, *Structural change, sector disaggregation and electricity consumption in the UK industry*, Energy and Environment 5 (1994), p1-16.

[Ang, 1995a]

B. W. Ang, *Decomposition methodology in industrial energy demand analysis*, Energy 20 (1995), p1081-1095.

[Ang, 1995b]

Ang B.W., *Multilevel decomposition of industrial energy consumption*, Energy Economics 17 (1995), p39-51.

[Ang et Zhang, 2000].

B.W. Ang, F.Q. Zhang, *A survey of index decomposition analysis in energy and environmental studies*, Energy 25 (2000), p1149–1176.

[Ang and Liu, 2001]

Ang B.W., Liu F.L., *A new energy decomposition method: perfect in decomposition and consistent in aggregation*, Energy 26 (2001), p537-548

[Ang et al, 2002]

Ang B.W., Liu F.L., Chung H.S., *Index numbers and the Fisher ideal index approach in energy decomposition analysis*, Research Report 38/2002, Department of Industrial and Systems Engineering, National University of Singapore, (2002).

[Ang et al, 2003]

Ang B.W., Liu F.L., Chew E. P., *Perfect decomposition technique in energy and environmental analysis*, Energy Policy 31 (2003), p1561-1566.

[Ang, 2004]

Ang B.W., *Decomposition analysis for policymaking in energy: which is the preferred method?*, Energy Policy 32 (2004), p1131-1139.

[Ang et al, 2004]

Ang B.W., Liu F.L., Chung H.S., *A generalized Fisher index approach to energy decomposition analysis*, Energy Economics 26 (2004), p757-763.

[Ang, 2005]

Ang B.W., *The LMDI approach to decomposition analysis: a practical guide*, Energy Policy 33 (2005), p867-871.

[Ang and Liu, 2007a]

Ang B.W., Liu N., *Energy decomposition analysis: IEA model versus other methods*, Energy Policy 35 (2007), p1426-1432.

[Ang and Liu, 2007b]

Ang B.W., Liu N., *Handling zero values in the logarithmic mean Divisia index decomposition approach*, Energy Policy 35 (2007), p238-246.

[Baccini et Besse, 2007].

A. Baccini, P. Besse, *Exploration Statistique*, Institut de Mathématiques de Toulouse - UMR CNRS C5219, Laboratoire de Statistique et Probabilités, Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, Juin 2007.

[Bernard and Côté, 2002]

Bernard J-T, Côté B., *L'intensité énergétique du secteur manufacturier de 1976 à 1996, Québec, Ontario, Alberta et Colombie-Britannique*, Département d'économie Université Laval, Septembre 2002.

[Berthou et al, 2009]

Marc Berthou, Jean-Marc Lauruol, Yves Mourlin, *ENERVISION INDUSTRIE -cartographie du tissu industriel français : description technique*, EDF R&D, Département Eco-efficacité et procédés Industriels (EPI) Expertise clients et secteurs industriels, Décembre 2009.

[Capros et Mantzos, 2000]

P. Capros, L. Mantzos, *The European energy outlook to 2010 and 2030*, Int J Global Energy Issues 2000, Volume 14(1-4), p137-54.

[CE(L283/51), 2003]

Directive 2003/96/CE du Conseil de l'Union Européenne du 27 Octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité, Journal officiel n° L283/51 du 31/10/2003.

[CE(L162), 1998]

Règlement n° 1165/98/CE du Conseil de l'Union Européenne du 19 mai 1998 concernant les statistiques conjoncturelles, Journal officiel n° L 162 du 05/06/1998.

[Côté, 2002]

Bruno Côté, *Le contenu informationnel des mesures d'intensité énergétique du secteur manufacturier*, Département d'économie facultés des Sciences Sociales, Université LAVAL, Mai 2002.

[Djemaa, 2009]

Ahcène Djémaa, *Modélisation Bottom-Up, un outil d'aide à la décision long terme pour les mesures politiques en matière d'énergie et d'environnement - Le modèle TIMES appliqué aux industries grandes consommatrices d'énergie (IGCE)*, Manuscrit de thèse à l'Ecole des Mines Paris, Mai 2009.

[Enevoldsen et al, 2007]

Martin K. Enevoldsen, Anders V. Ryelund, Mikael Skou Andersen, *Decoupling of industrial energy consumption and CO₂-emissions in energy-intensive industries in Scandinavia*, Energy Economics 29 (2007), p665-692.

[Gardner et Elkhafif, 1998]

Douglas T. Gardner, Mahmoud A. T. Elkhafif, *Understanding industrial energy use: structural and energy intensity changes in Ontario industry*, Energy Economics 20 (1998), p29-41.

[Gettler-Summa et Pardoux, 2007]

M. Gettler-Summa, C. Pardoux, *La classification automatique*, 2007, disponible sur World Wide Web <http://www.ceremade.dauphine.fr/~touati/EDOGESTseminaires/Classification.pdf>

[Hansen et Percebois, 2010]

J-P. Hansen, J. Percebois, *Energie : Economie et politiques*, Editions De Boeck Université 2010.

[INSEE, 2003a]

INSEE, *Nomenclatures d'activités et de produits françaises : NAF rév. 1 – CPF rév. 1*, Edition 2003.

[INSEE, 2003b]

INSEE, *L'indice de la production industrielle - Sources et méthodes de la base 95*, INSEE Méthodes n°104, Mars 2003.

[J.P. Huang, 1993]

Huang J-P, *Industry energy use and structural change : A case study of The People's Republic of China*, Energy Economics 15 (1993), 131-136.

[Khan et Ahmad, 2004]

Shehroz S. Khan, Amir Ahmad, *Cluster center initialization algorithm for K-means clustering*, Pattern Recognition Letters 25 (2004), p1293–1302.

[Lai et al, 2009]

Jim Z.C.Lai, Tsung-Jen Huang, Yi-Ching Liaw, *A fast k-means clustering algorithm using cluster center displacement*, Pattern Recognition 42 (2009), p2551-2556.

[Li et al, 1990]

J-W. Li, M. Shrestha, W. K. Foell, *Structural change and energy use: The case of the manufacturing sector in Taiwan*, Energy Economics 12 (1990), 109-115.

[Martinez, 2009]

Clara Inés Pardo Martínez, *Energy efficiency developments in the manufacturing industries of Germany and Colombia, 1998–2005*, Energy for Sustainable Development 13 (2009), p189–201.

[Peña et al, 1999]

J.M. Peña , J.A. Lozano, P. Larrañaga, *An empirical comparison of four initialization methods for the K-Means algorithm*, Pattern Recognition Letters 20 (1999), p1027-1040.

[Phylipsen et al., 1997]

G. J. M. Phylipsen, K. Blok and E. Worrell, *Comparisons of energy efficiency-Methodologies for the manufacturing industry*, Energy Policy 25 (1997), Nos. 7-9, pp. 715-725.

[Rakotomalala, 2005]

R. Rakotomalala, « *TANAGRA : un logiciel gratuit pour l'enseignement et la recherche* », in Actes de EGC'2005, RNTI-E-3, vol. 2, pp 697-702, 2005.

[Rakotomalala, 2006]

R. Rakotomalala, *TANAGRA Didacticiel : La classification ascendante automatique CAH*, <http://tutoriels-data-mining.blogspot.com/search/label/Classification-Clustering>

[Rakotomalala, 2008]

R. Rakotomalala, *TANAGRA Didacticiel : comprendre la valeur test*, <http://tutoriels-data-mining.blogspot.com/search/label/Classification-Clustering>

[Ramirez et al, 2005]

C.A. Ramirez, M. Patel, K. Blok, *The non-energy intensive manufacturing sector: An energy analysis relating to the Netherlands*, Energy 30 (2005), p749–767.

[Redmond et Heneghan, 2007]

Stephen J. Redmond, Conor Heneghan, *A method for initialising the K-means clustering algorithm using kd-trees*, Pattern Recognition Letters 28 (2007), p965–973.

[Schipper et al., 2001]

Lee Schipper, Scott Murtishaw, Marta Khrushch, Michael Ting, Sohbet Karbuz, Fridtjof Unander, *Carbon emissions from manufacturing energy use in 13 IEA countries: long-term trends through 1995*, Energy Policy 29 (2001), p667-688.

[Sinton et al, 1982].

Sinton J.E., Levine M.D., *Changing energy intensity in Chinese industry : the relative importance of structural shift and intensity change*, Energy Police 22 (1982), 239-245.

[US DOE, 1995a]

US Department Of Energy/Energy Information Administration, *Measuring Energy Efficiency in the United States' Economy: A Beginning*, DOE/EIA-0555(95)/2, October 1995.

[US DOE, 1995b]

US Department Of Energy/Energy Information Administration, *Changes in energy intensity in manufacturing sector 1985-1991*, DOE/EIA-0552(85-91), October 1995.

[Williams et al, 1987]

R. Williams, E. Larson, M. Ross., *Materials, affluence and industrial energy use*, Ann Rev Energy 12 (1987), p99–144.

CHAPITRE III

Etude d'un cas : Les pompes à chaleur dans
l'Agroalimentaire

TABLE DES MATIERES

1. Introduction.....	120
2. Description des scénarii pour la démarche prospective.....	121
3. Hypothèses de modélisation communes retenues.....	121
3.1. Evolution de la demande dans l'agroalimentaire.....	121
3.2. Scénarii de prix des énergies.....	124
3.3. Optimisation des choix d'investissements énergétiques : quel taux d'actualisation choisir ? 126	
3.4. Les autres hypothèses.....	129
4. La pompe à chaleur industrielle (PAC).....	131
4.1. Schéma de principe d'une pompe à chaleur.....	132
4.2. Caractéristiques des pompes à chaleur industrielles.....	134
4.2.1. Intérêt économique.....	134
4.2.2. Intérêt environnemental.....	136
4.3. Hypothèses d'intégration des PACs dans le modèle TIMES.....	137
4.3.1. Les tranches de températures et COP retenus.....	137
4.3.2. Les coûts d'investissement retenus.....	138
5. Résultats d'ensemble.....	138
5.1. Impact de l'implantation des Pompes à Chaleur (PACs) dans l'agroalimentaire.....	138
5.1.1. Profil d'évolution des consommations énergétiques.....	138
5.1.2. Profil du potentiel de récupération de chaleur.....	142
5.1.2.1. ...dans l'industrie agroalimentaire au niveau global.....	142
5.1.2.2. ...au niveau désagrégé sectoriel.....	146
5.1.2.3. La rentabilité des PACs.....	152
5.1.3. Profil d'évolution des gisements d'économies en énergie.....	155
5.1.4. Impact des PACs sur les émissions de CO ₂	158
5.1.5. Conclusion.....	159
5.2. Gisement supplémentaire atteignable avec les PACs grâce à certaines mesures de soutien.....	160
5.2.1. Effet d'une valorisation des émissions de CO ₂	160
5.2.2. Politique d'incitation dans le cadre de Certificats d'Economies d'Energie (CEE).....	165
5.3. Analyse de sensibilité de notre modèle TIMES-industrie diffuse sur l'implantation des PACs dans l'agroalimentaire.....	172
5.3.1. Influence du choix du taux d'actualisation.....	172
5.3.2. Influence de l'évolution du prix du gaz naturel.....	180
5.3.3. Influence du contenu carbone de l'électricité.....	184
6. Conclusion.....	187
7. Bibliographie.....	193

1. Introduction

L'objectif de ce chapitre est de montrer comment une optimisation technico-économique de la chaîne énergétique, au moyen d'une modélisation de type TIMES, permet à l'horizon 2020, une approche prospective pertinente des conséquences énergétiques et environnementales de politiques de Maîtrise de l'Énergie (MDE) dans l'industrie. En particulier, l'impact énergétique sera étudié à travers la nouvelle méthode de modélisation développée dans le chapitre précédent c'est-à-dire la modélisation par usages dans le milieu industriel diffus.

Près de 75% de la consommation d'énergie finale dans l'industrie est utilisée à des fins thermiques essentiellement pour la fabrication des produits, marginalement pour les locaux industriels. Cette proportion baisse dans le cas de l'industrie diffuse à environ 55-65% du fait de la forte implantation des opérations mécaniques (force motrice, air comprimé, pompage/ventilation...) et de la production de froid. Presque le tiers de cette consommation d'énergie finale à des fins thermiques est gaspillé à travers les pertes [El-Rabghi et al, 1993] [Dupont & Saporà, 2009] [AIE(IETS), 2010]. Ainsi, avant d'optimiser les technologies de production de chaleur (chaudières, cogénération...). Il convient donc d'abord de rationaliser les usages thermiques (séchage, évaporation, chauffage des liquides et gaz...) en récupérant cette chaleur perdue sous forme d'effluents liquide/gazeux en sortie de procédés. C'est ce qui nous a amené à étudier la valorisation de la chaleur perdue en sortie de procédés à travers le déploiement de technologies récupératrices et amplificatrices telles que la pompe à chaleur (PAC) dans l'industrie diffuse. A l'heure où nous parlons de maîtrise de l'énergie (MDE) et réductions des émissions de gaz à effet de serre, la PAC apparaît comme étant une technologie pouvant apporter une contribution significative pour répondre aux grands défis de demain. Le modèle industrie diffuse définit dans le chapitre précédent nous permettra ainsi d'effectuer cette analyse prospective à des niveaux très désagrégés de manière à prendre en compte les particularités de chaque sous secteur industriel.

Le choix de l'industrie agroalimentaire dans l'industrie diffuse s'est donc imposé comme cas d'étude et qui s'explique, comme nous avons pu le voir dans le chapitre précédent, par son importance sur le plan économique et énergétique (près du tiers de la consommation énergétique de l'industrie diffuse totale, soit environ 12% de l'industrie en globale en 2005 en France pour un poids économique d'environ 15%)⁸⁸ [Berthou et al, 2009] [Hita & Seck, 2011]. Cette analyse va permettre non seulement d'observer le déploiement des pompes à chaleur en réponse à des contraintes énergétiques et environnementales, mais aussi servir de cas d'étude MDE pour les secteurs de l'industrie diffuse du fait de la généralité de notre modèle.

Ce chapitre s'organisera en deux grandes parties. La première permettra de définir les différents scénarii énergétiques, les principaux paramètres d'entrée du modèle et les hypothèses retenus pour montrer la pertinence dans l'analyse de l'impact des PACs dans la consommation énergétique et les émissions de CO₂ de l'agroalimentaire pour la France. La seconde partie permettra à travers l'analyse des résultats de montrer l'étendue des potentialités de notre modélisation dans une analyse de Maîtrise de l'Énergie (MDE) à un niveau industriel très désagrégé et d'aide à la décision d'investissements. Les résultats exposés dans le cadre de ce document représentent un extrait de l'ensemble des résultats du modèle.

⁸⁸ Elle représente près de 40% de la consommation de l'industrie diffuse en 2008 soit 14% de la consommation énergétique globale du périmètre Industrie en France.

2. Description des scénarii pour la démarche prospective

Dans le cadre de notre étude MDE de l'industrie agroalimentaire, nous présentons deux scénarii :

- Le Scénario Référence (Sc_REF) , équivalent au scénario « Business As Usual » dans lequel aucune nouvelle politique ou mesure n'est jugée nécessaire ou n'est adoptée. Ce scénario de prospective dont les évolutions futures reposent sur une continuité des tendances du passé sert de ligne directrice autour de laquelle l'impact d'une nouvelle politique ou mesure peut être évalué.
- Le Scénario PAC (Sc_PAC), se caractérise par la mise en place des pompes à chaleur dans l'industrie agroalimentaire jusqu'en 2020. Ce scénario permet de représenter et mesurer le potentiel de récupération de chaleur des pompes à chaleur au niveau des usages thermiques.

Dans ce qui suit, nous définissons les différentes hypothèses retenus pour la modélisation de l'industrie agroalimentaire. Ces hypothèses seront communes aux deux scénarii définis ci-dessus.

3. Hypothèses de modélisation communes retenues

3.1. Evolution de la demande dans l'agroalimentaire

Les évolutions de la demande dans les différents sous secteurs de l'industrie agroalimentaire ont été élaborées à partir des projections macroéconomiques. Nous avons tout d'abord déduit des *drivers* à chaque demande sectorielle en se basant sur une analyse économétrique des données historiques sectorielles (1996 à 2007). Ainsi, cette analyse économétrique qui repose sur une régression linéaire logarithmique va permettre d'obtenir des élasticités pour chaque *driver* macroéconomique pertinent.

En effet, ces calculs présentent deux avantages :

- Notons qu'il est très difficile d'obtenir des données d'hypothèses de croissance à des niveaux très désagrégés dans l'industrie diffuse à cause de son hétérogénéité même à dire d'experts. Ces projections sectorielles vont donc être reliées aux hypothèses de croissance d'indicateurs macroéconomiques (PIB, population, évolution industrie manufacturière et/ou industrie agroalimentaire globale, prix des énergies sectoriels,...) qui sont plus faciles d'accès via les bases de données INSEE, EUROSTAT, OCDE, AIE...etc.
- Ils permettent ainsi de rester à des niveaux de modélisation très désagrégés en prenant en compte les effets de structures. En effet, la difficulté de la modélisation de l'industrie diffuse résidait dans la possibilité de projeter ces effets de structure. Ce lien entre comportement historique des secteurs et indicateurs macroéconomique via les élasticités, permet la prise en compte de l'évolution des effets structurels dans la modélisation de l'industrie diffuse, plus précisément de l'industrie agroalimentaire sur la période d'étude.

Nous recensons donc ci-dessous sous trois groupes pour des besoins de visualisation, les évolutions des différents sous secteurs de l'industrie agroalimentaire. Les calculs montrent que les évolutions sectorielles obtenues, reflèteraient bien avec les tendances d'évolutions de restructurations et politiques sectorielles et de comportement des consommateurs.

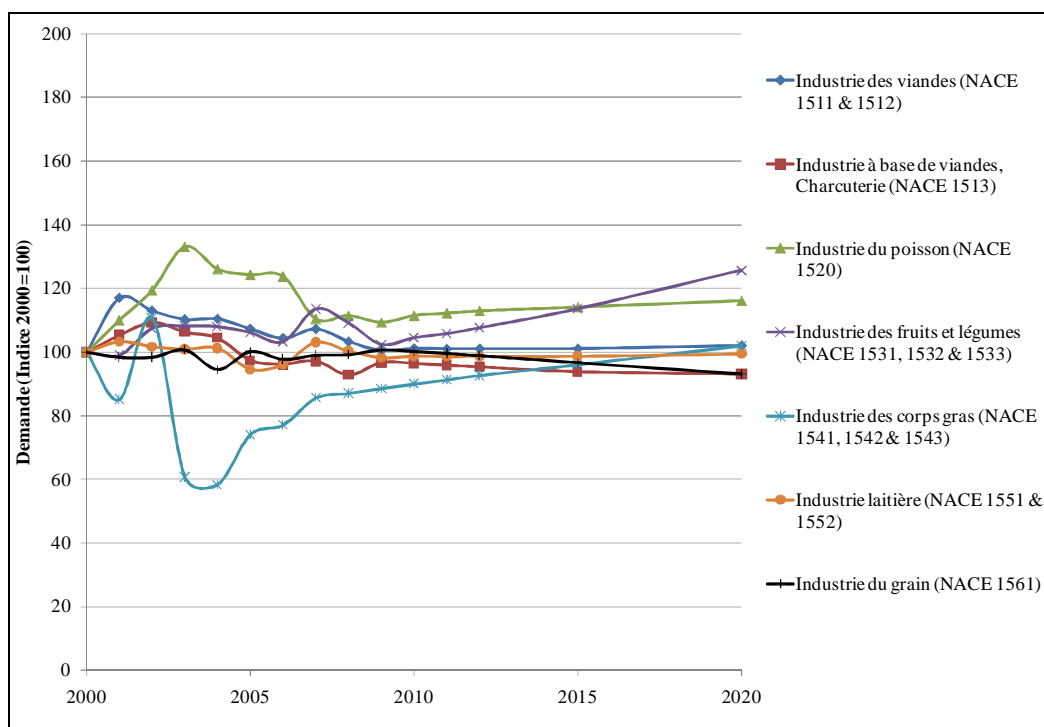


Fig. 49 : Evolution de la demande de secteurs de l'agroalimentaire (NACE 151 à 156).

- L'industrie des viandes entre 2010 et 2020. Cette évolution est due à une consommation de viandes de boucherie qui aura tendance à baisser alors que la viande de volailles va progresser. Cette baisse de la demande de viandes de boucherie reflète la diminution progressive du nombre d'abattoirs et leur restructuration amorcée depuis plusieurs années, et notamment l'évolution des habitudes alimentaires et l'impact environnemental relatif aux gaz à effet de serre. La progression de la viande de volailles vient du fait d'un coût inférieur à celui de la viande de boucherie et la substitution due aux crises sanitaires. En effet, les consommateurs deviennent de plus en plus sensibles aux garanties d'hygiène et de sécurité des aliments, au critère du prix, et à celui de l'origine française, ainsi qu'aux conditions du bien être animal et à l'impact environnemental [AGRESTE, 2011] [MAAPAR, 2010].
- L'industrie des produits à base de viandes présente une hypothèse de croissance de -0,3% par an, reflétant la dynamique amorcée depuis quelques années. De plus, le nombre d'entreprises est en régulière diminution depuis quelques années (-22% par rapport à 1990) [MAAPAR, 2010].
- Après un taux de croissance moyen de 1,1% par an les dix dernières années pour le secteur du poisson, cette tendance devrait se ralentir à environ 0,5% par an à cause du cadre réglementaire européen et international de plus en plus strict [CE(L286), 2008a] [CE(L286), 2008b], une ressource naturelle mondiale limitée et une disponibilité aléatoire avec le changement climatique. L'activité de l'industrie laitière devrait connaître aussi une progression quasi identique de 0,3% par an.
- L'industrie des fruits et légumes devrait connaître une croissance d'environ 2% par an portée par la communication visant à augmenter la consommation des fruits et légumes pour des be-

soins nutritionnels. De même, l'activité des corps gras devrait continuer sur la dynamique de ces dernières années toujours portée par le développement de la filière biodiesel en France et en Europe avec un taux de croissance d'environ 1,5% par an jusqu'en 2020 [AGRESTE, 2009].

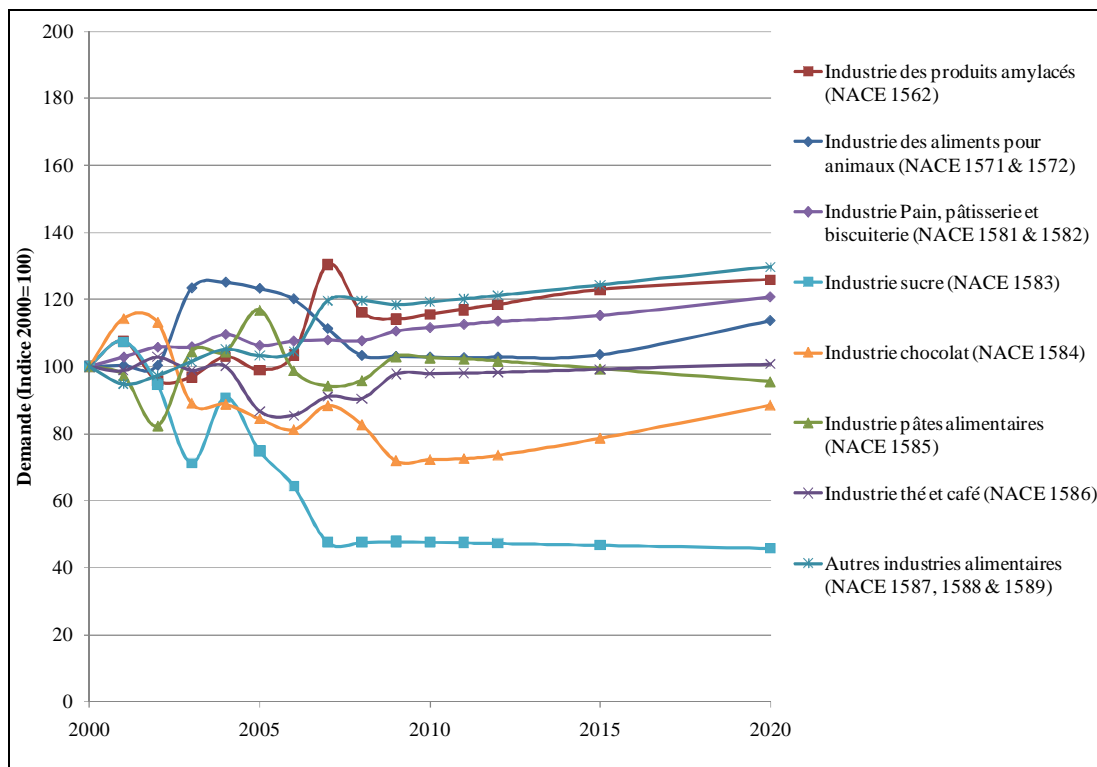


Fig. 50 : Evolution de la demande des autres industries alimentaires (NACE 156-158)

- L'activité des produits amylacés, après un net repli (-11%) due à la baisse de la demande de la part des fabricants de papier et carton avec la crise économique [AGRESTE, 2009], devrait connaître une reprise (+0,9% par an) avec les hypothèses de croissance du secteur papier (+1% par an jusqu'en 2020) étudiées dans certains travaux [Escarnot et al, 2007] [Djemaa, 2009].
- L'industrie des aliments pour animaux devrait évoluer de +1% par an jusqu'en 2020 après avoir connu un repli de l'activité avec la crise et la baisse de la population canine. L'activité du secteur du pain, pâtisserie et biscuiterie progresserait avec un taux de croissance moins forte d'environ +0,8% par an dans la lignée de ces dix dernières années.
- L'évolution de la demande du secteur du sucre est supposée rester en stagnation suite à l'ampleur du mouvement de restructuration depuis ces dernières années, puis accélérer notamment depuis 2006 dans le cadre de la réforme impulsée par les institutions communautaires [CE(L58), 2006] [CE(L299), 2007]. Cette restructuration communautaire a été mise en œuvre afin de réduire la production européenne de sucre, structurellement excédentaire ; son objectif était de parvenir en 2010 à un équilibre du marché en faisant passer les quotas sucriers de 18 à 12 Mt [MAAPAR, 2008].
- La dynamique du secteur du chocolat est à la reprise après avoir connu une forte contraction avec la crise économique. Elle reflète l'hypothèse que la créativité et l'innovation que font preuve les fabricants dans un secteur très concurrentiel vont fortement stimuler les ventes.

- Les autres industries alimentaires englobant les produits diététiques vont connaître une tendance à la hausse (+0,8% par an) en raison de l'attitude vis-à-vis des problèmes de santé.

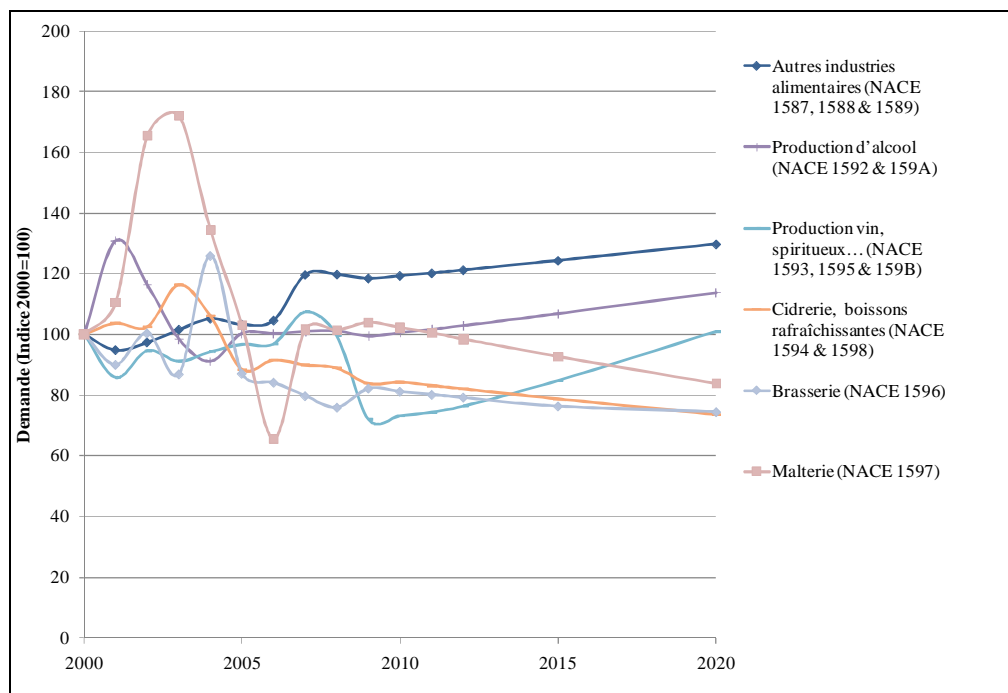


Fig. 51 : Evolution de la demande des secteurs de l'industrie des boissons (NACE 158-159).

- Dans l'industrie des boissons, on considère des hypothèses de croissance des secteurs de production de vins de +3% par an et de boissons alcoolisées de +1,2% par an du fait d'une forte progression des exportations vers les Etats-Unis pour les produits tels que le champagne ou le cognac, et vers la Chine pour les boissons alcoolisées distillées et les vins. Les autres secteurs : Malterie, Brasserie sont sur une dynamique de baisse depuis quelques années et devrait se poursuivre du fait d'une tendance générale à la baisse de la production et de la consommation de bière [AGRESTE, 2010].

3.2. Scénarii de prix des énergies

Nous avons construit nos scénarii en partant des prix réels constatés historiquement dans les secteurs de l'industrie diffuse. En effet, les projections de prix issues des modèles tels que POLES⁸⁹ ou le WEO⁹⁰ 2010 reflètent plus celles des Industries Grandes Consommatrices d'Energie (IGCE). L'hypothèse que nous avons faite, est de partir des niveaux réels de prix historiques des énergies utilisées dans ces secteurs, puis de les prolonger en utilisant les projections de prix des énergies de l'AIE.

Pour les prix du Fioul Domestique (FOD), du Fioul Lourd (FOL) et du GPL (Gaz de Pétrole Liquéfié), les tendances futures reposent sur celle du prix du pétrole publiée par l'AIE dans le World Energy Outlook 2010 [AIE(WEO), 2010]. Auparavant, nous avons déterminé une « élasticité » entre le prix du pétrole et celui des combustibles de l'industrie agroalimentaire en se basant sur les données secto-

⁸⁹ Prospective Outlook on Long term Energy Systems, développé par le LEPII (laboratoire de recherche en économie et politiques énergétiques de Grenoble)

⁹⁰ World Energy Outlook (Agence Internationale de l'Energie).

rielles de l'AGRESTE de 1993 à 2009. Cette « élasticité » est ensuite appliquée à la projection du prix du pétrole permettant d'obtenir les prix des combustibles cités ci-dessus.

$$P_{COMB_i} = P_{Pétrole (WEO 2010)}^{\gamma_i} \quad \text{où } \gamma_i \text{ représente l'élasticité du combustible } i = \{FOD, FOL, GPL\}.$$

De même, pour le prix du gaz naturel de chaque sous secteur de l'industrie agroalimentaire, nous nous basons sur la projection issue des travaux de l'AIE dans le WEO 2010 en partant des prix réels constatés et recueillis auprès de l'AGRESTE entre 1993 et 2009.

$$P_{Gaz Naturel}^{Secteur j} = P_{Gaz Naturel (WEO 2010)}$$

Pour le prix de l'électricité, nous faisons l'hypothèse d'un taux de croissance de 1,3% par an entre 2010 et 2020. Cette tendance provient d'études effectuées par des experts sectoriels.

Pour les prix du coke de houille (COKEH) et de la Houille (HOU), les projections reposent sur celle du prix du charbon publié dans le WEO 2010. On utilise la même méthodologie en se basant sur les prix réels sectoriels de ces combustibles entre 1993 et 2009. Ces tendances historiques recueillis sont comparés à l'évolution historique des prix du charbon dans l'industrie. Cela permet ainsi de déterminer des élasticités par secteur entre le prix de ces combustibles avec celui du charbon pour les tendances futures.

$$P_{COMB_i} = P_{Charbon (WEO 2010)}^{\gamma_i} \quad \text{où } \gamma_i \text{ représente l'élasticité du combustible } i = \{COKEH, HOU\}.$$

Le prix de la vapeur est aussi déterminé pour chacun des secteurs puisque l'analyse énergétique montre que la plupart des secteurs de l'industrie diffuse achètent des quantités assez importantes de vapeur contrairement aux IGCE. Ainsi, la mise en place de ce prix permet au modèle d'arbitrer entre le l'achat direct de vapeur ou une production à partir des chaudières ou des PACs en fonction des tendances futures. Le gaz naturel représente plus de deux tiers de la consommation énergétique sous chaudière dans l'industrie agroalimentaire. Afin de déterminer le prix de la vapeur, nous partons des évolutions sectorielles de prix historiques entre 1993 et 2009 puis nous déterminons une élasticité avec l'évolution des prix de gaz naturels réels de ces mêmes secteurs sur la même période. Cette élasticité va permettre d'en déduire les tendances futures en se basant sur celle du gaz naturel donnée par le WEO 2010.

$$P_{Vapeur}^{Secteur j} = P_{Gaz Naturel (WEO 2010)}^{\gamma_j}$$

Ces hypothèses nous permettent d'obtenir les projections des prix des énergies différenciés par sous secteur de l'industrie agroalimentaire jusqu'en 2030⁹¹ (Cf. Fig. 52).

⁹¹ Nous précisons que nous avons pris le PCI pour les coefficients d'équivalence énergétique utilisés des combustibles fossiles comme le suggère la DGEMP [DGEMP/OE, 2002].

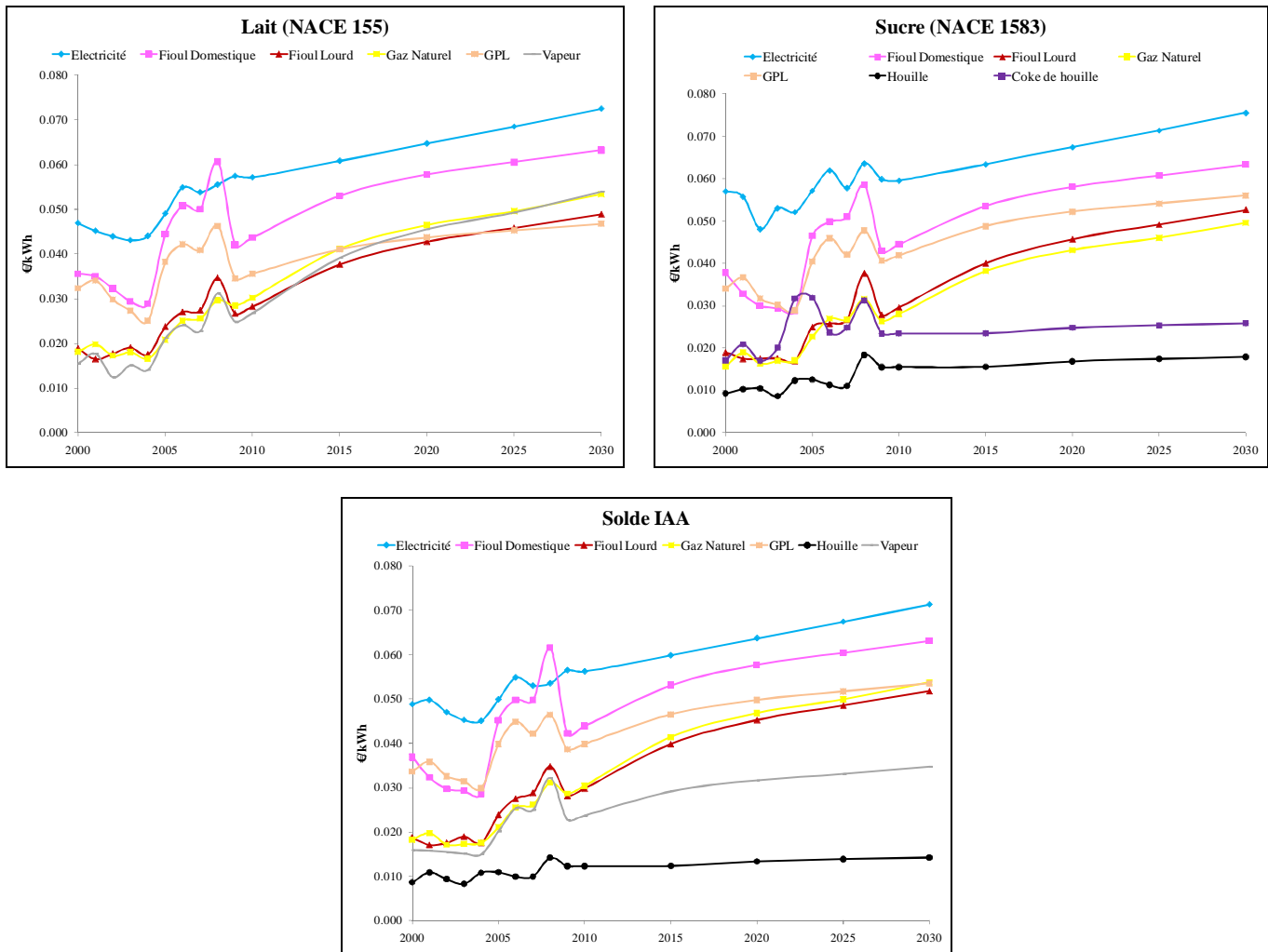


Fig. 52 : Scénario de prix des énergies de l'industrie agroalimentaire (€2005/kWh).

3.3. Optimisation des choix d'investissements énergétiques : quel taux d'actualisation choisir ?

L'actualisation repose sur deux éléments essentiels qui sont l'appréciation des flux monétaires (échanciers des dépenses et recettes immédiates et futures) et le taux d'actualisation (coefficient permettant de ramener le futur au présent) [Lebègue, 2005]. Elle est un point de passage indispensable pour motiver les enjeux de la décision.

Le taux d'actualisation est un élément essentiel de tout calcul économique inter-temporel. Il permet de comparer des dépenses et des recettes étalées dans le temps en ramenant leur valeur future à une valeur actuelle [Montmarquette et Scott, 2007]. Cela représente un atout majeur dans l'aide à la décision pour notre modèle qui nous permet de mesurer la rentabilité d'un investissement ou de choisir entre plusieurs investissements rentables [Dautremont et Deveaux de Lavergne, 2010]. C'est un taux de substitution entre le futur et le présent en traduisant la valeur du temps pour une entreprise ou une collectivité, en quelque sorte le « prix du temps » [Lebègue, 2005]. Une décision sera justifiée d'un point de vue économique si la somme des bénéfices obtenus est supérieure à la somme de ses coûts.

La décision du choix du niveau du taux d'actualisation à utiliser, élément critique lors de l'évaluation des projets envisagés, repose sur des fondements théoriques qui n'ont eu de cesse d'évoluer. Plusieurs

travaux ont été menés par des chercheurs et des organismes en France, notamment le Commissariat Général du plan (CGP) et le Centre d'Analyse Stratégique (CAS)⁹², dans le choix du taux d'actualisation, à savoir sa valeur et sa justification. Une de ses [choix du taux d'actualisation] principales caractéristiques est qu'il est essentiellement dépendant du point de vue des acteurs [Assoumou, 2006]. Ainsi, comme le souligne le rapport de Jean Michel Charpin, « *quel que soit le taux d'actualisation choisi, il ne peut satisfaire tous les points de vue* », d'où le qualificatif de « choix méta éthique » [Charpin et al, 2000].

Le décideur public, aussi bien que l'investisseur privé, applique la méthode de l'actualisation pour sélectionner des projets mais chacun répond à des problématiques différentes. Ainsi, dans notre analyse, nous avons voulu étudier et comparer l'impact sur les investissements énergétiques envisagés tels que les pompes à chaleur dans l'industrie diffuse selon deux points de vue. Les paragraphes qui suivent vont donc aborder les problématiques auxquelles doivent répondre les décideurs public et privé pour fixer le niveau du taux d'actualisation.

❖ Taux d'actualisation public (vision Etat)

Le taux d'actualisation public reflète l'objectif d'une rentabilité socio-économique traduisant l'intérêt général en prenant en compte les préférences collectives sur l'échelonnement des flux monétaires dans le temps et les facteurs macroéconomiques. Il fixe ainsi la limite que cette collectivité est prête à consentir en arbitrant entre des choix présents et futurs. Un taux trop élevé aura pour effet de valoriser le présent au détriment du futur et vice-versa.

Le taux d'actualisation peut être fixé en se basant sur trois approches théoriques:

- La première approche repose sur la mesure de la rentabilité du capital industriel,
- La deuxième consiste à considérer le taux d'intérêt rémunérant l'épargne,
- Et la troisième approche⁹³ est de considérer les préférences temporelles des consommateurs.

Le taux réel utilisé en France jusqu'en Septembre 2005 était fixé à 8% par le Commissariat Général du Plan (CGP) en 1985 par référence à la rentabilité marginale du capital industriel (6%) augmentée d'une prime de risque tenant compte des incertitudes sur l'environnement international et la croissance (2%) [Delattre et Veron, 2005]. Cette logique découle du fait que la collectivité n'aurait pas ainsi à entreprendre des projets dont la rentabilité est plus faible que les projets privés. Plusieurs facteurs plaidaient en faveur d'une révision à la baisse de ce taux du fait de l'évolution du contexte socio-économique⁹⁴. En 2005, il a été revu à la baisse en se fondant sur la troisième approche qui repose sur le bien être des générations actuelles et futures. Cette théorie décompose la préférence temporelle de la collectivité en deux effets qui s'additionnent :

⁹² Le Centre d'Analyse Stratégique (CAS) est un **organisme directement rattaché au Premier ministre**. Il a pour mission d'éclairer le Gouvernement dans **la définition et la mise en œuvre de ses orientations stratégiques en matière économique, sociale, environnementale ou culturelle**. Le CAS a été créé par décret en date du 6 mars 2006. Il succède au Commissariat Général du Plan.

<http://www.strategie.gouv.fr/>

⁹³ Cette approche est normative en comparaison des deux premières qui se basent sur l'observation du marché.

⁹⁴ Une des premières raisons repose sur la baisse des taux d'intérêts réels depuis le milieu des années 80. D'autre part, la mise en place d'un marché international des capitaux qui permet de desserrer la contrainte de financement global de l'économie au niveau national, et enfin, les préoccupations croissantes de développement durable et de cadrage de la situation en France relativement aux pratiques adoptées ailleurs dans le calcul du taux d'actualisation [Delattre et Veron, 2005].

- Un effet de préférence pure pour le présent (α) traduisant l'impatience des individus, préférant une consommation immédiate plutôt qu'une consommation dans le futur. Il est à noter que son intégration suscite cependant un débat dans la mesure où il serait injuste de donner aux générations futures un poids plus faible qu'aux générations présentes [Ramsey, 1928] [Schelling, 1995] [Lecocq et Hourcade, 2003],
- Et d'un effet richesse pour les générations futures correspondant à l'amélioration de leurs conditions de vie avec la croissance économique et le progrès. Il est défini par le produit d'une élasticité de l'utilité marginale de la consommation⁹⁵ (μ) et du taux de croissance optimal de l'économie (γ).

$$a = \alpha + \mu\gamma$$

Les hypothèses retenues par le rapport du Plan ($\alpha=1\%$, $\mu=2$ et $\gamma=2\%$) conduisent à un niveau du **taux d'actualisation public de 4%** en prenant en compte une incertitude sur la richesse future vu que notre modélisation prospective avec TIMES s'effectue sur un horizon allant jusqu'à 2020.

❖ Taux d'actualisation privé (vision Entreprise)

Un investissement privé est jugé en fonction du temps de retour qu'il offre, et en fonction du risque qu'il présente par rapport à d'autres activités [DGEMP, 2003]. Un taux d'actualisation privé est ainsi différent d'un taux public par l'appréciation des risques. Pour les entreprises, une analyse du risque de ruine doit être effectuée en se basant sur l'importance du projet par rapport à la taille de la firme. Alors que pour l'Etat, on a une réduction significative de l'appréciation du risque du fait de sa taille et du nombre considérable de projets publics. Ce qui explique que le niveau du taux d'actualisation considéré dans le secteur privé soit bien plus élevé que celui du public.

Le taux d'actualisation utilisé par l'investisseur privé relève de la maximisation du profit en ne prenant en considération que les coûts qu'il supporte lui-même et les avantages ou bénéfices qu'il retire en propre [Bernard, 2004]. Cette logique diffère de celui de l'Etat qui prend en compte l'intérêt collectif. Le taux choisi par une entreprise correspond au coût moyen pondéré du capital (CMPC), soit le taux de rentabilité attendu par les actionnaires et les créanciers en retour de leur investissement. Ce taux se décompose en deux parties distinctes : la dette et les fonds propres.

A partir des comptes nationaux, plusieurs études avancent des chiffres dans une fourchette de 6% à 20% concernant la rentabilité moyenne adoptée par les entreprises en France jusqu'à la fin des années 90 [Sylvain, 2001] [Askenazy, 2003] [Picart, 2004]. Le bulletin de 2008 émis par la Banque de France constate cependant une stabilisation de cette rentabilité depuis 2004 à un niveau d'environ 8,5% [Cayssials et al, 2008]. L'AIE⁹⁶, dans son récent rapport ETP⁹⁷ 2010, considère comme hypothèse que les taux d'actualisation proches de 10% à 15% (voire plus pour les investissements particulièrement risqués) sont appliqués pour les entreprises pour refléter leurs coûts et les temps de retour requis [AIE(ETP), 2010]. Dans ce contexte, nous suggérons **un taux d'actualisation privé de 10%**.

⁹⁵ Ce terme reflète la vitesse à laquelle l'utilité marginale de la consommation décroît lorsque la richesse augmente, en d'autres termes un euro rapporte une utilité moindre au riche qu'au pauvre.

Pour l'élasticité de l'utilité marginale de la consommation, on constate une disparité dans la littérature. Les valeurs retenues pour différents pays développés varient de 0,7-0,83 pour la Grande Bretagne [Kula, 1985] [Pearce et Ulph, 1995] à 4,3 pour l'Australie [Tewari et Pandey, WP. NO.935]. En France, la fourchette d'estimation faite par l'INSEE est comprise entre 1,57 et 2,35 [Lebègue, 2005].

⁹⁶ AIE = Agence Internationale de l'Energie.

⁹⁷ ETP = Energy Technology Perspectives.

Ce qui est cohérent avec les taux d'actualisation considérés dans certaines publications sur les études d'implantation de pompes à chaleur dans l'industrie, qui sont aux alentours de cette valeur [Kew, 1982] [Hennecke, 1999] [Spoelstra et al, 2002] [De Monte et al, 2003].

En conclusion, dans l'analyse technico-économique de l'implantation des pompes à chaleur dans l'industrie diffuse, **nous allons distinguer un taux d'actualisation public à 4% si on se met dans l'optique d'un investisseur public (l'Etat) et un taux d'actualisation à 10% dans l'optique d'investisseurs privés**. Ceci va permettre de mettre en évidence et de chiffrer les pistes d'économie d'énergie dans l'industrie diffuse et d'examiner les conditions d'accessibilité (sur la mise en place d'investissements) des gisements avec l'implantation de pompes à chaleur selon deux points de vue (public et privé).

3.4. Les autres hypothèses

➤ Les facteurs d'émissions CO₂ et contenus carbone du MWh électrique

Le Tableau 16 présente les différents facteurs d'émissions retenus dans cette étude de l'industrie agroalimentaire pour convertir les consommations de combustibles en émissions de CO₂. Ces chiffres proviennent des calculs références de l'ADEME dans son guide des facteurs d'émission de 2007 [ADEME (V5), 2007].

Combustible	PCI sur brut (TJ/t*10 ³)	FE (tCO ₂ /TJ)	FE (tCO ₂ /MWh)
Agglomérés de Houille	32	95	0,34
Lignite	17	100	0,36
Coke de Houille	28	107	0,39
Fioul Lourd (FOL)	40	78	0,28
Fioul Domestique (FOD)	42	75	0,27
Gaz naturel	49,65 (type H) 38,2 (type B)	57	0,21
Gaz naturel liquéfié (GNL)		57	0,21
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)		64	0,23

Tableau 16 : Les facteurs d'émissions de CO₂ par type de combustibles.

Source [JRC (IE), 2010] & ADEME

Pays	tCO ₂ /MWh
France	0,055
Italie	0,483
Pologne	1,191
UE-27	0,460

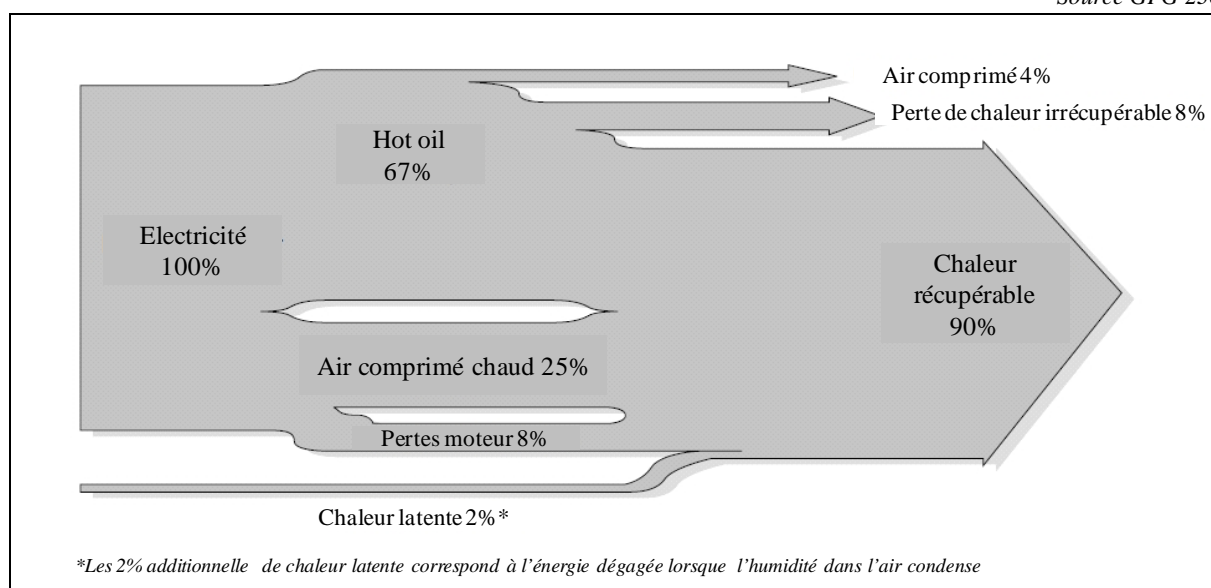
Tableau 17 : Contenu carbone du MWh électrique pour quelques pays.

➤ **Hypothèse de récupération au niveau des usages**

- Récupération sur l'usage air comprimé

L'usage air comprimé représente environ 7% de toute l'électricité consommée dans l'agroalimentaire. Près de 90% de l'énergie consommée (électricité) par les compresseurs est perdue sous forme de chaleur et récupérable (Cf. Fig. 53).

Source GPG 238

**Fig. 53** : Schéma simplifié des flux d'énergie dans l'usage air comprimé.

Néanmoins, nous faisons l'hypothèse qu'entre 5% et 20% de pertes additionnelles sont possibles en fonction de la longueur de tuyauterie jusqu'aux pompes à chaleur [GPG 238, 1998]. Par conséquent, nous supposons qu'entre 70 et 85% de l'électricité consommée peut être récupérée sous forme de chaleur. Et dans notre cas, nous prenons la valeur basse 70% dans un cas pessimiste.

$$\text{Chaleur récupérable}_{\text{Air comprimé}} = 70\% * \text{Energie consommée}_{\text{Compresseurs}}$$

- Récupération sur l'usage production froid

L'usage production de froid est un usage important dans la consommation énergétique de l'agroalimentaire avec environ 23% de la consommation électrique totale. La chaleur disponible au

condenseur se dissipe généralement sous forme de pertes et le calcul de la chaleur récupérable est basé sur la première loi de la thermodynamique et la définition du Coefficient d'Efficacité Frigorifique (*Energy Efficiency Ratio ou EER* en anglais). Grâce à l'énergie mécanique W fournie au système frigorifique, on absorbe de la chaleur au niveau de l'évaporateur à la température thermodynamique T_F une énergie thermique Q_F et on rejette au niveau du condenseur à la température T_C une énergie thermique Q_C . L'effet utile est la chaleur extraite (ou le froid produit) à la source froide c'est-à-dire à l'évaporateur :

$$W + Q_F = Q_C \quad \text{Première loi de la thermodynamique}$$

$$EER = \frac{Q_F}{W} \quad \text{Définition du Coefficient d'Efficacité Frigorifique [Duminil, B 9730]}^{98}$$

Nous déduisons ainsi de ces deux équations précédentes la quantité de chaleur perdue au niveau du condenseur :

$$Q_C = (1 + EER) * W$$

Nous prenons l'hypothèse d'un Coefficient d'Efficacité Frigorifique d'environ 2,5 en se basant sur des études d'experts EDF R&D et en considérant que seulement 70% de cette chaleur perdue (des études considèrent qu'elle peut aller jusqu'à 80%) est récupérable [COM(UE), 2006] [Dupont & Sabora, 2009] :

$$\text{Chaleur récupérable}_{\text{Production Froid}} = 70\% * (1 + 2,5) * \text{Energie consommée}_{\text{compresseurs}}$$

- Récupération sur les usages thermiques

Certaines études et experts admettent que la chaleur récupérable pourrait représenter en moyenne entre 15 et 25% de la consommation énergétique dans les usages thermiques [GPG 141, 1996]. D'autres études estiment que cela pourrait être bien plus importante, pouvant ainsi atteindre jusqu'à 55% comme c'est le cas dans l'industrie US [AIE(IETS), 2010]. Dans notre analyse, nous avons choisi la valeur basse de 15% dans nos modélisations en se basant sur la bonne politique énergétique en matière d'efficacité énergétique dans l'industrie en France.

$$\text{Chaleur récupérable}_{\text{Autres usages}} = 15\% * \text{Energie consommée}$$

4. La pompe à chaleur industrielle (PAC)

Face aux inévitables tensions sur les ressources pétrolières et fossiles, avec une raréfaction progressive de ces dernières et des contraintes sur les émissions de CO₂ qui ne peuvent que se renforcer, le secteur industriel doit poursuivre les efforts en matière d'efficacité énergétique. Ainsi, il devient nécessaire de réduire la consommation d'énergie dans les procédés industriels.

Près des trois-quarts de la consommation finale d'énergie sont à des fins thermiques (chaudières, usages thermiques tels que séchage, traitement thermique etc..) et une bonne partie de la chaleur qui leur est nécessaire, provient de la combustion de combustibles fossiles induisant ainsi beaucoup d'émissions de CO₂. Cependant, plusieurs études estiment qu'un tiers de cette consommation en énergie finale de ces usages thermiques est gaspillée à travers les pertes. A l'heure où nous parlons économie énergie et réduction des émissions de gaz à effet de serre (objectif 20/20/20 de la Commission

⁹⁸ Nous présenterons les articles provenant de la revue Techniques de l'Ingénieur sous la forme [Auteur(s), Numéro article]. Cela s'explique par le fait que nous n'avons pas leurs dates de parution.

Européenne à l'horizon 2020)⁹⁹, la récupération et valorisation des pertes au niveau des usages thermiques industriels devient nécessaire pour une meilleure gestion de l'énergie. Les températures basses de ces pertes, qui sont rarement réutilisées, pourrait être (techniquement et économiquement) récupérées grâce à des pompes à chaleur (PACs). L'utilisation comme source chaude des déperditions d'énergie des usages thermiques permettent de disposer de chaleur à une température plus élevée pour être réutilisée dans ces derniers. Il y a donc des possibilités d'opportunités d'économie en consommation primaire au niveau des chaudières (principale source de chaleur¹⁰⁰) avec leur implantation. Ainsi, la pompe à chaleur apparaît comme une technologie à même d'apporter une contribution significative pour répondre aux grands défis de demain.

Nous pouvons espérer après ce cas d'étude prospective de l'industrie agroalimentaire que les potentiels énergétiques et environnementaux des PACs qui ont été sous-exploités jusqu'à ces dernières années pourront être reconnus à leur juste valeur.

4.1. Schéma de principe d'une pompe à chaleur

*« La chaleur ne peut passer spontanément d'un corps froid vers un corps chaud »
Énoncé de Clausius du second principe de la thermodynamique.*

Le principe de fonctionnement des pompes à chaleur est identique à celui des systèmes de production frigorifique. Dans le cas des PACs, l'énergie qui sera utilisée sera celle disponible du côté haute pression de l'installation, alors que dans les systèmes frigorifiques, nous cherchons à refroidir un milieu en lui prélevant de l'énergie du côté basse pression de l'installation [Auzenet et Clerc-Renaud, BE 9620].

La pompe à chaleur est composée des éléments suivants : **un évaporateur, un compresseur, un condenseur** et **un organe de détente**. Le transfert d'énergie dans la PAC s'effectue par l'intermédiaire d'un fluide frigorigène circulant en boucle fermée, qui peut être à l'état liquide, à l'état gazeux ou à l'état diphasique [Berail et Sapora, 2010].

⁹⁹ Le plan 20/20/20 (appelé aussi paquet « Energie-Climat ») de la Commission Européenne (acté en 2008), vise à atteindre les objectifs de fondamentaux de l'Union Européenne en terme de développement durable compétitivité et sécurité d'approvisionnement en réduisant de 20% les émissions de gaz à effet de serre, en augmentant la part des énergies renouvelables dans le mix à 20% tout en améliorant l'efficacité énergétique de 20% à l'horizon 2020.

¹⁰⁰ Nous tenons à rappeler que dans la suite « **chaleur** » fait référence à tout ce qui est produit comme « **fluide caloporteur** » par les chaudières (vapeur, eau chaude, eau surchauffée, fluide organique). Ainsi, il peut arriver que nous utilisions juste le terme « **vapeur** » car dans la modélisation, nous considérons implicitement tous les autres fluides caloporteurs dans ce terme du fait de l'indisponibilité des données en désagrégeant par type de fluide caloporteur pour chaque type d'usage thermique à des niveaux de nomenclature sectoriels très élevés de l'industrie diffuse.

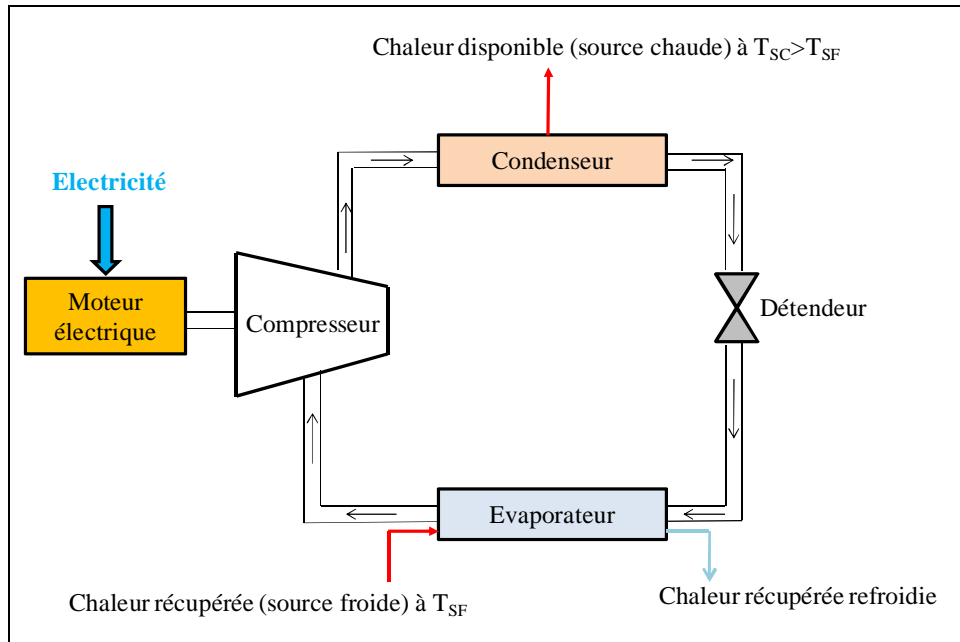


Fig. 54 : Schéma de principe d'une pompe à chaleur.

A l'évaporateur, le fluide absorbe la chaleur de la source froide en se vaporisant. Ensuite le compresseur grâce à l'apport de travail mécanique (W) permet d'augmenter la pression du fluide de la pression d'évaporation à la pression de condensation (donc augmentation de la température de condensation). Le fluide à l'état gazeux passe à l'état liquide au sein du condenseur et cède sa chaleur latente à la source chaude. Le fluide frigorigène liquéfié est ensuite admis à l'organe de détente régulant l'alimentation de l'évaporateur, qui va abaisser sa pression.

Ainsi, selon le premier principe de la thermodynamique, on en déduit que la somme de l'énergie récupérée au niveau de l'évaporateur et l'apport d'énergie au compresseur est égale à la quantité d'énergie disponible au condenseur :

$$Q_C = W + Q_F \quad \text{ou encore} \quad W = Q_C - Q_F$$

Nous pouvons ainsi calculer le **coefficient de performance (COP)** avec la relation suivante :

$$COP = \frac{Q_C}{W} = \frac{Q_C}{Q_C - Q_F}$$

Pour une pompe à chaleur ditherme **réversible**, donc thermodynamiquement idéale, on doit satisfaire à la relation de Clausius :

$$\frac{Q_C}{T_C} - \frac{Q_F}{T_F} = 0 \quad \Rightarrow \quad \frac{Q_F}{Q_C} = \frac{T_F}{T_C}$$

Dans ce cas, le coefficient de performance de ce système idéal, appelé aussi COP théorique ou COP du cycle idéal de Carnot devient :

$$COP_{idéal} = \frac{T_C}{T_C - T_F}$$

Où T_C et T_F sont respectivement les températures du fluide frigorigène au condenseur et à l'évaporateur¹⁰¹ exprimées en Kelvin (°K)

Les coefficients de performance des **systèmes réels**, qui sont thermodynamiquement **irréversibles**, sont généralement voisins de la moitié des valeurs obtenues par l'application de ces deux relations [Duminil, B 9730]. Dans notre modélisation de l'industrie agroalimentaire, nous pourrions utiliser l'approximation suivante :

$$COP_{réel} = 0,55 * COP_{idéal} = 0,55 * \frac{T_C}{T_C - T_F}$$

La mise en place des pompes à chaleur présente les avantages d'avoir un haut rendement assuré par les différentiels de températures (faibles ou élevées) avec de longues périodes de fonctionnement. De plus, on a une production de chaleur perdue et de demande de chaleur qui sont simultanées en plus de la proximité entre les sources. Leurs coûts d'investissement liés à leur performance peuvent permettre leur essor du fait des conditions économiques relatives aux prix des énergies actuelles.

Malgré ces avantages, la pénétration des PACs dans l'industrie est assez limitée en comparaison des installations effectuées dans le résidentiel. En guise de comparaison, le parc installé de pompes à chaleur dans le résidentiel représentait 95% du parc installé total en France en 2000 [Auzenet et Clerc-Renaud, BE 9620].

4.2. Caractéristiques des pompes à chaleur industrielles

4.2.1. Intérêt économique

Bien que la maîtrise de la consommation primaire en énergie soit une fin souhaitable en soi, les industriels sont principalement intéressés aux gains sur leurs coûts d'exploitation

Les industriels font donc aujourd'hui leur décision d'investissement en se basant sur les calculs de Temps de Retour sur Investissement (TRI). Les durées acceptables de retour sur investissement se situent entre 2 et 3 ans alors que le coût d'investissement des pompes à chaleur est relativement élevé.

Partant du principe que la chaleur produite par la pompe à chaleur vient en remplacement d'une chaudière existante (rendement = η), le TRI se définit comme étant le ratio entre l'investissement et le gain sur les coûts d'exploitation :

$$TRI = \frac{I}{\left(\frac{P_{Comb}}{\eta_{CHAUDIÈRE}} - \frac{P_{ELC}}{COP}\right) * h - M_{HP}}$$

Où :

I Coût d'investissement de la pompe à chaleur (€MWh¹⁰²)

¹⁰¹ Nous précisons que le calcul de ce COP peut s'effectuer à partir des températures de la source chaude et de la source froide. Dans ce cas, il faut prendre en compte le pincement au niveau des échangeurs (écart de température au sein des échangeurs entre le fluide d'entrée et le fluide de sortie, plus cet écart est faible plus l'échangeur est performant, il aura réussi à transférer un maximum d'énergie entre ces deux fluides). Dans notre modélisation, nous avons considéré un pincement de $p=5^\circ\text{C}$. Ce qui permet d'en déduire les températures du fluide frigorigène à partir des hypothèses de température des sources chaude (disponible en sortie des PACs pour satisfaire les besoins) et froide (récupérable au niveau des usages thermiques) $T_C = T_{SC} + p$ et $T_F = T_{SF} - p$.

P_{Comb}	Prix du combustible consommé dans la chaudière (€MWh)
P_{ELC}	Prix de l'électricité pour la pompe à chaleur (€MWh)
$\eta_{CHAUDIERE}$	Rendement de l'équipement de production de chaleur existant (i.e. chaudière)
h	Durée de fonctionnement (heures)
COP	Coefficient de Performance
M_{HP}	Coût annuel de maintenance de la pompe à chaleur (€MWth)

Pour le coût annuel de maintenance des pompes à chaleur, on constate une disparité sur la part qu'il représente dans le coût d'investissement dans la littérature. Ce coût de maintenance est compris entre 1% et 6% du coût d'investissement dans les études de pompes à chaleur installées dans certains secteurs de l'industrie comme par exemple les secteurs de produits laitiers et de fabrication de boissons [Kew, 1982] [NEI projects Ltd, 1983] [Smith, 1983] [Wright et Steward, 1985] [Spoelstra et al, 2002] [De Monte et al, 2003] [Berail et Sabora, 2010]. Dans notre modélisation de l'industrie agroalimentaire, **nous ferons l'hypothèse de prendre un coût annuel de maintenance de 3% du coût d'investissement.**

De l'expression du temps de retour sur investissement, nous pouvons en déduire une relation pour le COP avec comme hypothèse $M_{HP} = 3\% * I$:

$$COP = \frac{\gamma}{\frac{1}{\eta_{CHAUDIERE}} - \frac{1,04\lambda}{h * TRI}}$$

Où :

γ	correspondant au ratio du prix de l'électricité au prix du combustible ($\gamma = \frac{P_{ELC}}{P_{Comb}}$)
λ	correspond au ratio du coût de l'investissement sur le prix du combustible ($\lambda = \frac{I}{P_{Comb}}$)

Nous traçons donc les courbes du COP en fonction du TRI en prenant comme coût d'investissement celui d'une PAC compris entre 150 (ligne inférieure) -250 (ligne supérieure) €MWth¹⁰³ avec une durée de fonctionnement de 8000 h/an.

Les courbes de la Fig. 55 nous montrent que le COP varie beaucoup avec γ . Plus γ sera grand, plus le différentiel de température entre la chaleur récupérée et la chaleur disponible en sortie de PAC devrait être faible afin d'obtenir des COP plus élevés. La comparaison des courbes pour un même ratio des prix des énergies entre les Fig. 55 et Fig. 56, montre qu'un investissement peut devenir rentable dans le futur avec l'évolution croissante de ces prix.

Pour la durée de fonctionnement, la relation ci-dessus du COP en fonction du TRI nous montre que si elle diminue, le TRI associé va baisser dans les mêmes proportions que cette dernière. **Dans toute la suite de la modélisation de l'industrie agroalimentaire, nous avons retenu comme hypothèse une durée de fonctionnement au minimum équivalente aux chaudières existantes.** En effet, l'objectif de cette étude est de voir quel serait l'impact de la substitution des PACs aux chaudières sur

¹⁰² kWth = kilowatt thermique, c'est la puissance calorifique disponible en sortie de la pompe à chaleur.

¹⁰³ C'est juste un chiffre pris pour illustrer l'impact des prix des énergies sur le COP et la rentabilité des pompes à chaleur.

l'évolution de la consommation énergétique. Cette durée de fonctionnement a été discriminée par sous secteurs en analysant les études sectorielles effectuées par le CEREN.

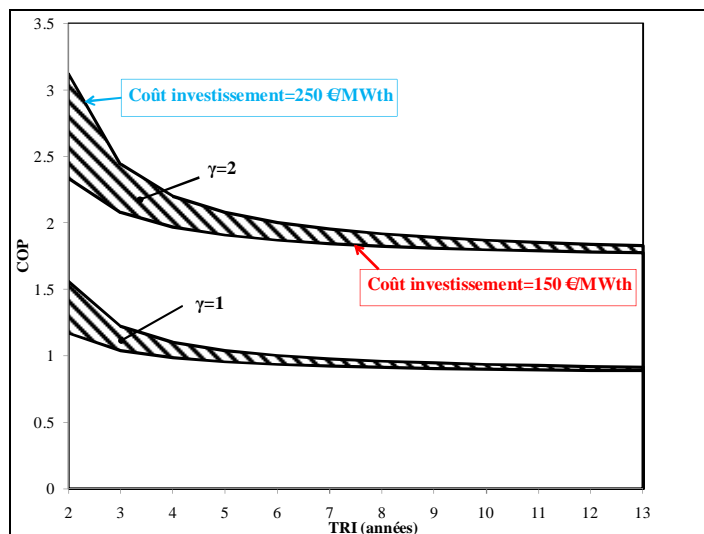


Fig. 55 : Relation entre COP et TRI pour une pompe à chaleur avec un prix du combustible gaz à 30€/MWh.

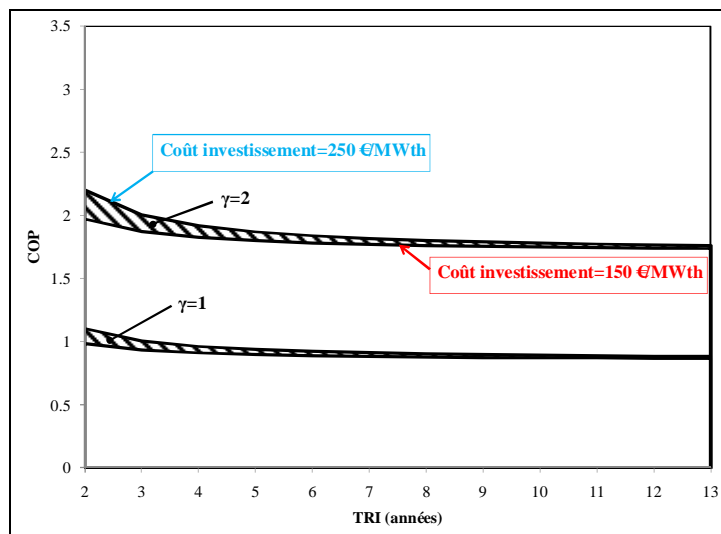


Fig. 56 : Relation entre COP et TRI pour une pompe à chaleur avec un prix du combustible gaz à 60€/MWh

De même, on voit sur toutes les courbes que plus le coût d'investissement d'une PAC sera élevé, plus son TRI augmentera pour un même COP. On verra dans le paragraphe des hypothèses, les coûts d'investissements des PACs, de même que les différentes tranches de températures considérées dans la modélisation des secteurs de l'agroalimentaire et leurs années d'implantation.

4.2.2. Intérêt environnemental

La technologie pompe à chaleur permet d'obtenir des gains en émissions du fait de la substitution à des chaudières. Le gain en émissions de CO₂ peut s'écrire selon la relation [Berail et Sapora, 2010]:

$$G_{CO_2} = \frac{h * Q_C}{\eta_{CHAUDIERE}} Emi_{Comb} - \frac{h * Q_C}{COP} Emi_{ELC}$$

Où :

Q_C : puissance chaude fournie par la PAC en remplacement de la chaudière

Emi_{Comb} et Emi_{ELC} facteur d'émission des combustibles remplacés en kg équivalent CO₂ par MWh.

Le calcul du contenu en carbone de l'électricité constitue un enjeu important pour l'évaluation des actions dans la lutte contre le changement climatique. L'utilisation de ce facteur d'émission de l'électricité dans la modélisation permettra de rendre compte de l'impact en termes d'effet de serre des projets visant à encourager des actions de Maîtrise de l'Energie (MDE). Néanmoins, ce contenu est très variable compte tenu de la spécificité du secteur électrique français même s'il est à noter que sa fourchette de valeur est bien en dessous de la moyenne européenne UE-27 établie à 460 gCO₂ par kWh électrique en 2009 [JRC (IE), 2010]. L'ADEME a fournit une plage inhérente aux usages du secteur industriel entre 38 et 86 gCO₂ par kWh électrique en considérant une moyenne de 55 gCO₂ par kWh électrique. Nous considérerons donc cette valeur moyenne [ADEME, 2005].

Dans une perspective d'analyse des potentialités de notre modèle, nous allons étudier l'importance de la valeur du contenu carbone du kWh électrique dans le déploiement de PACs avec une politique environnementale (une politique de taxation des émissions de CO₂). Nous comparerons l'impact du faible mix carboné en France avec trois autres valeurs en référence à d'autres types de production électrique. Ainsi, nous pourrions voir la réponse du modèle, dans une vue d'esprit, et donc sa pertinence sur le déploiement des PACs dans l'industrie agroalimentaire avec un contenu carbone du kWh électrique dans les cas d'une production électrique essentiellement au charbon (environ 90%) telle que la Pologne à 1191 gCO₂ par kWh, d'une production électrique majoritairement au gaz naturel (environ 55%) telle que l'Italie à 483 gCO₂ par kWh et d'une production électrique avec seulement de l'hydraulique (environ 98%) telle que la Norvège à 0 gCO₂ par kWh [ADEME (V5), 2007] [JRC (IE), 2010] [OIE, 2008].

4.3. Hypothèses d'intégration des PACs dans le modèle TIMES

4.3.1. Les tranches de températures et COP retenus

Dans l'optique d'une modélisation fine de l'industrie agroalimentaire avec TIMES pour étudier les évolutions de pénétration de pompes à chaleur, nous avons considéré un domaine de températures utilisées dans les process de 60°C à 200°C. La quasi-totalité de la demande en chaleur des différents usages énergétiques existants dans cette industrie se situe dans cet intervalle [CEREN 2005]. Ce domaine de température a été subdivisé en quatre tranches de 10°C chacune en dessous de 100°C, en deux tranches de 20°C en dessous de 140°C et enfin une dernière tranche de 140°C à 200°C. **Nous avons au final 7 tranches de températures.** Dans le cas de l'utilisation des pompes à chaleur, nous ne considérerons que les températures en dessous de 140°C car au dessus il n'existe pas à l'heure actuelle de Pompes à Chaleur à même de valoriser ces calories.

L'hypothèse précédente va permettre de calculer les différents COP inhérents à chaque PAC pour satisfaire la demande en chaleur à ces différents niveaux de température. Nous supposons que le niveau de température de la chaleur récupérée au niveau des usages thermiques se situe entre 30 et 60°C dans l'industrie agroalimentaire pour les besoins de notre modélisation [EDF, 2009b]. Ce qui permet d'obtenir le tableau suivant :

Températures d'entrée	60-69°C	70-79°C	80-89°C	90-99°C	100-119°C	120-139°C
COP	6,29	4,85	3,99	3,42	2,85	2,36

Tableau 18 : Correspondance des COP en fonction des tranches de températures considérées dans l'industrie agroalimentaire.

D'autre part, nous considérons que **les pompes à chaleur disponibles actuellement ne permettent d'atteindre que des températures allant jusqu'à 80°C.** Il existe plusieurs projets de développements en laboratoires à EDF (Département EPI) en partenariat avec d'autres entreprises dans le domaine des PACs fonctionnant à haute température (jusqu'à 100°C) voire très haute température (jusqu'à 140°C), dont les premiers prototypes devraient être testés en laboratoire courant 2011. Nous incorporerons donc ces progrès technologiques dans les futures technologies dans notre structure et ainsi étudierons les futures opportunités de pénétration de ces PACs dans les secteurs de l'agroalimentaire en fonction de l'évolution des conditions économiques.

4.3.2. Les coûts d'investissement retenus

Le coût d'investissement d'une PAC dépend beaucoup des conditions de travail (tranche de température considérée).

Nous avons pu imputer des coûts d'investissement spécifiques à chaque tranche de température définie ci-dessus grâce aux rapports internes d'experts en pompe à chaleur du département EPI d'EDF R&D [Berail et Sapora, 2010].

Pour les pompes à chaleur produisant de la chaleur en dessous de 70°C, elles sont souvent beaucoup moins chères que d'autres machines conçues pour des températures plus élevées du fait d'une grande production de chaleur à cette température.

[Source EDF R&D]

Températures	60-69°C	70-79°C	80-89°C	90-99°C	100-119°C	120-139°C
COP retenu	6,29	4,85	3,99	3,42	2,85	2,36
Coût d'investissement (€kWélec) (Expert EDF R&D)	350 à 700 €kWélec	800 à 1600 €kWélec	1500 à 2500 €kWélec		+20% à +30% plus chères	
Coût d'investissement retenu (€kWélec)	525 €kWélec	1200 €kWélec	1900 €kWélec	2200 €kWélec	2640 €kWélec	2860 €kWélec
Coût d'investissement retenu (€kWth)	83,49 €kWth	247,23 €kWth	475,83 €kWth	643,43 €kWth	927,84 €kWth	1270,78 €kWth

Tableau 19 : Tableau récapitulatif des coûts d'investissements retenus par tranche de température des PACs.

Le Tableau 19 ci-dessus récapitule les coûts recensés pour chaque tranche de température et ceux retenus dans notre modélisation de l'industrie agroalimentaire en coût par énergie électrique consommée et énergie thermique produite.

5. Résultats d'ensemble

5.1. Impact de l'implantation des Pompes à Chaleur (PACs) dans l'agroalimentaire

5.1.1. Profil d'évolution des consommations énergétiques

Dans l'analyse du profil d'évolution des consommations énergétiques, nous tenons à préciser que nous distinguons deux types de consommations énergétiques. Nous introduirons d'abord **la consommation énergétique finale correspondant aux achats énergétiques effectués** par l'industrie agroalimentaire (IAA). Ces achats englobent toutes les formes d'énergie utilisées pour les besoins de consommation hors chaudières (HC) et sous chaudières (SC). Ensuite nous détaillerons **la consommation d'énergie**

utile (atelier) de cette industrie qui correspond à la consommation énergétique totale des usages énergétiques finaux de production (séchage, traitement thermique...etc.), donc toutes les énergies consommées hors chaudières et la vapeur provenant des chaudières.

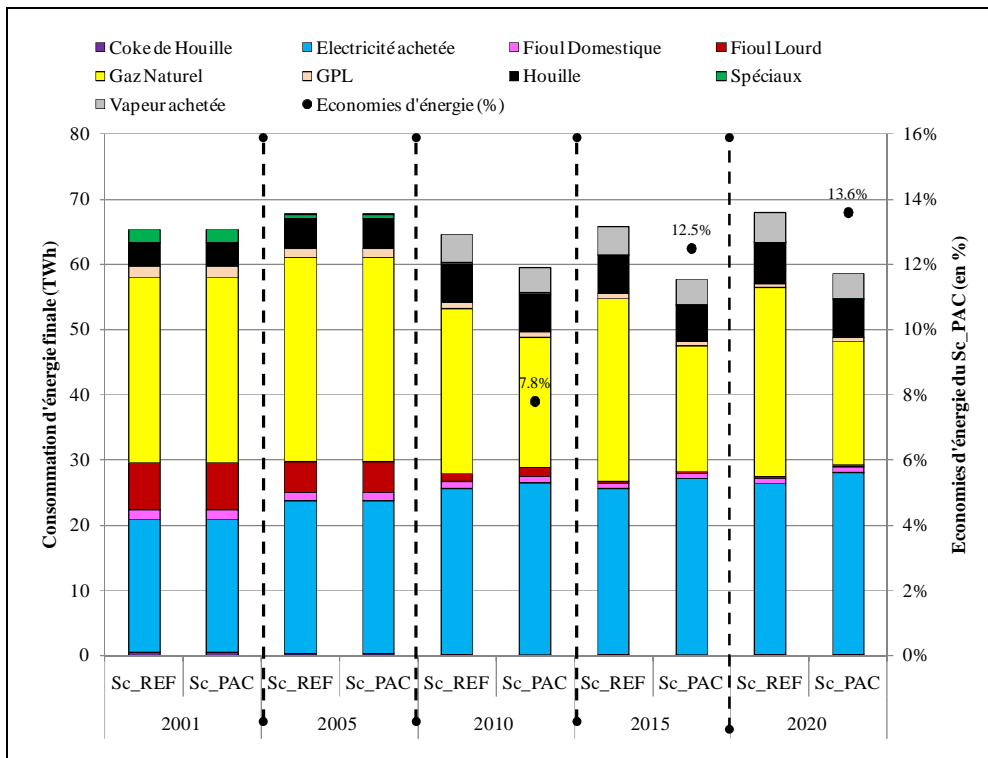


Fig. 57 : Evolution de la consommation énergétique finale dans l'agroalimentaire (TWh) {scénario tendanciel (Sc_REF) et scénario avec implantation PAC (Sc_PAC)}.

La Fig. 57 nous montre l'évolution de la consommation énergétique finale (achats énergétiques) par type d'énergie à l'horizon 2020 pour les deux scénarii (Scénario tendanciel Sc_REF et Scénario avec implantation des pompes à chaleur (PACs) Sc_PAC). On rappelle que la mise en place des pompes à chaleur s'effectue à partir de 2010. Ainsi, on constate une forte variation du mix énergétique final avec la mise en place des pompes à chaleur dans les secteurs de l'industrie agroalimentaire.

- **L'électricité achetée** avec 31,4% (20,5 TWh) de la consommation finale totale en 2001 passe à 38,5 % (soit environ 26,2 TWh) en 2020 dans le scénario tendanciel. Cependant elle devient la première forme d'énergie soit environ 47,7 % (28 TWh) avec notamment l'implantation des pompes à chaleur dans l'industrie agroalimentaire jusqu'à l'horizon 2020 (Cf. Fig. 58). On a ainsi une augmentation d'environ 7% de la quantité d'électricité achetée dans les IAA par rapport au scénario tendanciel en 2020.
- **Le gaz naturel** représentait en 2001 environ 43,5% de la consommation énergétique finale. Dans le scénario tendanciel, elle baisse légèrement en proportion dans le mix final (42,7%) tout en restant la première forme d'énergie jusqu'en 2020. Avec la pénétration des PACs dans les secteurs de l'industrie agroalimentaire, on constate qu'elle ne l'est plus, en devenant la deuxième forme d'énergie la mieux implantée (32,4%) dans cette industrie. On passe ainsi d'une consommation de 29 TWh dans le scénario tendanciel à environ 19 TWh dans le scénario PAC en 2020. Le gaz naturel constitue la principale énergie consommée dans les chaudières pour la production de chaleur et ces besoins en chaleur s'élevaient à environ 40% de la

consommation énergétique utile des usages énergétiques. Ainsi la substitution des chaudières par les PACs a induit cette baisse de consommation.

- **La houille** passe de 3,65 TWh en 2001 pour s'établir à environ 6,3 TWh en 2020 dans le scénario tendanciel. Certes, en proportion dans le mix énergétique final, on passe de 9,3% à 10% entre le scénario tendanciel et celui avec PAC à l'horizon 2020. Mais on constate que les pompes à chaleur induisent une baisse en termes de quantité consommée en passant de 6,3 TWh à 5,9 TWh en 2020. Cette énergie est principalement consommée à 55% dans le secteur de production d'aliments pour animaux (NACE 157) par l'usage séchage exclusivement et les 45% restants par l'industrie sucrière dont 90% est consommée sous chaudière.
- **La vapeur achetée** représente environ 6,6% dans le mix énergétique dans les deux scénarii à l'horizon 2020. Néanmoins, on constate une baisse de 13,6% sur la quantité achetée grâce à l'implantation des pompes à chaleur. On atteint ainsi un niveau d'achat de vapeur d'environ 3,9 TWh en 2020.
- **Les autres combustibles (Fioul lourd, Fioul Domestique, GPL, Coke de Houille et Spéciaux)** sont largement minoritaires et sont consommés en quantités égales dans les deux scénarii à l'horizon 2020, soit respectivement 0,25 TWh, 0,85 TWh, 0,6 TWh, 0,2 TWh et 0,1 TWh. La consommation de Fioul Lourd est passée de 11,3% en 2001 à 0,4% en 2020. Cela s'explique par le remplacement des chaudières existantes au fioul lourd par des chaudières gaz naturel plus rentable au fur et à mesure de la baisse de leur capacité de production sur leur durée de vie. C'est le même cas pour le Fioul Domestique et le GPL. Le coke de houille est quant à lui passé de 0,6% à 0,3% dans le mix énergétique entre 2001 et 2020 à cause de la baisse de la demande de l'industrie sucrière où il est exclusivement consommé dans l'usage réactions chimiques. On peut noter aussi que la consommation de Spéciaux a chuté entre 2001 et 2020 passant ainsi d'une proportion de 3% à environ 0,2%. En effet, la crise de l'ESB¹⁰⁴ avait favorisé l'emploi comme combustibles de graisses et farines animales en 2001. Ils étaient principalement consommés sous chaudières. Cette faible existence des combustibles spéciaux par la suite, provient de son utilisation hors chaudière dans les secteurs de production d'alcool (marc de fruits, pépins ou pulpes de raisin) et dans le secteur de production d'aliments pour animaux (huiles, autres combustibles spéciaux liquides, déchets de bois ou papiers) exclusivement pour l'usage séchage.

¹⁰⁴ ESB (Encéphalopathie Spongiforme Bovine) communément appelé « la maladie de la vache folle ».

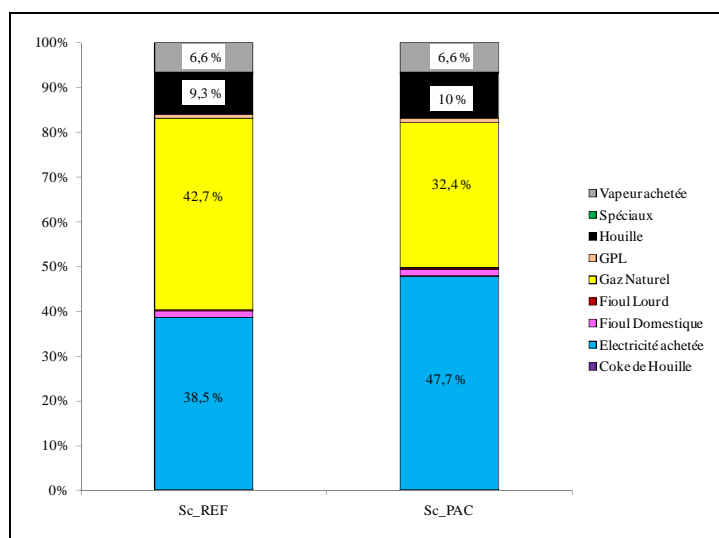


Fig. 58 : Répartition du mix énergétique final à l'horizon 2020 dans l'industrie agroalimentaire.

Finale­ment, nous relevons une évolution de la consommation énergétique finale d'environ -10 % par rapport au niveau de 2001 (-11, 75% par rapport au niveau de 1990¹⁰⁵) grâce à l'implantation des PACs, soit environ 58,6 TWh à l'horizon 2020. Par contre, sans la mise en place de ces pompes à chaleur dans l'industrie agroalimentaire, on aurait obtenu une augmentation du mix énergétique final de +4 % par rapport à 2001 (+1,7% par rapport à 1990) pour atteindre 67,9 TWh (Cf. Fig. 57). On atteint ainsi un gisement d'économie d'énergie d'environ 9,2 TWh en 2020 soit environ 13,6% des achats énergétiques (Cf. Fig. 57). Ce gisement correspond à une substitution de 1,8 TWh d'électricité achetée contre environ 11 TWh (soit 16,5% des achats) de combustibles (90,7% de gaz naturel, 3,8% de houille et 5,4% de vapeur achetée). Cette économie au niveau des achats énergétiques (énergie finale) correspond à une économie en consommation énergétique utile des usages d'environ 8,1 TWh, (représentant environ 12,5% de cette consommation d'énergie utile) (Cf. Fig. 59). En effet, on passe d'une consommation utile en énergie de 65 à 56,9 TWh entre le scénario tendanciel et celui avec pompes à chaleur à l'horizon 2020.

Lors de la construction de la structure du modèle, le recensement des chaudières et turbines existantes pour notre base de données fait par le CEREN, ne considère que trois regroupements dans l'industrie agroalimentaire : le secteur du lait, le sucre et le soldes IAA (reste des secteurs IAA). C'est ce qui explique que les résultats de consommation énergétique finale soient donnés en agrégé. Dans toute la suite de modélisation, nous ne considérerons que les consommations énergétiques utiles (ateliers) où nous avons pu faire une distinction pour tous les secteurs de l'industrie agroalimentaire.

Dans tous ces profils énergétiques, nous avons pris en compte les effets de structures au sein de l'industrie agroalimentaire. L'évolution de ces effets structurels a été introduite dans la modélisation par l'intermédiaire de la projection de la demande à un niveau très désagrégé de tous les secteurs de cette industrie. La structure TIMES que nous avons construite, nous permet ainsi de distinguer non seulement la consommation énergétique utile par forme d'énergie à travers tous les sous secteurs de l'industrie agroalimentaire mais aussi d'analyser tous les résultats à des niveaux sectoriels très détaillés, ce que nous présentons dans les paragraphes suivants.

¹⁰⁵ SOeS (Service de l'Observation et des Statistiques) de Novembre 2008 sur la consommation énergétique dans l'industrie. <http://www.stats.environnement.developpement-durable.gouv.fr/donnees-essentielles/activites-humaines/industrie/>

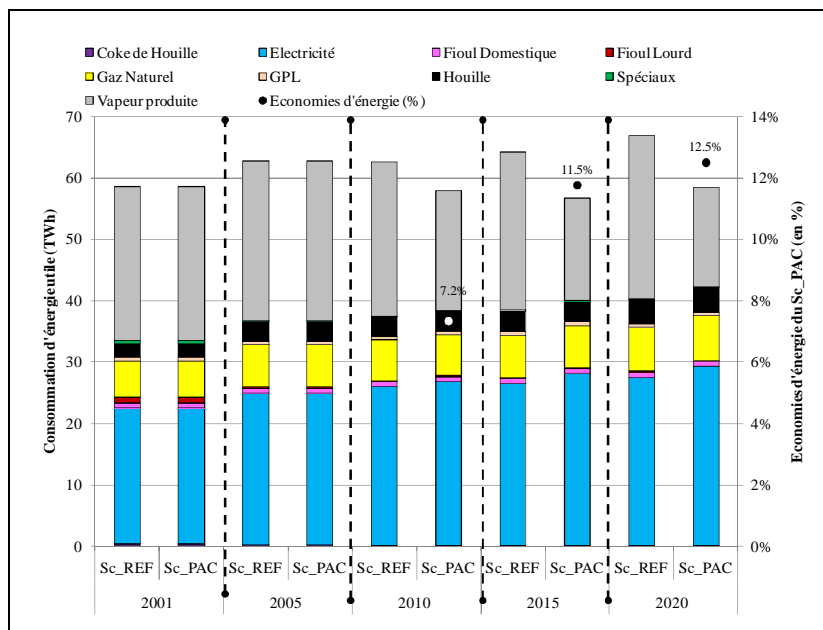


Fig. 59 : Evolution des consommations énergétiques utiles dans l'agroalimentaire (TWh).

5.1.2. Profil du potentiel de récupération de chaleur

5.1.2.1. ...dans l'industrie agroalimentaire au niveau global.

La demande en chaleur (besoin) dans l'industrie agroalimentaire est subdivisée en 7 tranches de températures comprises entre 60 et 200°C (Cf. Fig. 60). Cette demande est estimée à environ 25 TWh en moyenne sur tout l'horizon d'étude et est répartie sur les 20 sous secteurs recomposés de l'industrie agroalimentaire.

Actuellement et donc à fortiori sur une analyse de prospective énergétique, il est difficile d'avoir des informations précises sur le potentiel des pertes récupérées avec les PACs sur les opportunités de récupération et son évolution par secteur industriel, par usage et par tranche de température. Le gisement de chaleur récupérée par les PACs correspond au potentiel économique de récupération¹⁰⁶.

La Fig. 60 issue des résultats de notre modèle nous permet de pallier cette difficulté qui plus est, prend en compte l'évolution de la demande sectorielle et l'environnement économique (évolution des prix des énergies et les coûts d'investissements). Les opportunités de récupération sont estimées à environ 21,2 TWh soit 36,7% de la consommation énergétique totale des usages en 2010. On observe par la suite une croissance annuelle de 0,5% pour atteindre 22,1 TWh soit 38,9% de la consommation totale des usages en 2020.

Ainsi, grâce aux différentes générations de pompes à chaleur intégrées, nous constatons que le gisement de chaleur récupérée est d'environ 4,5 TWh soit 21% des opportunités de récupération en 2010 et atteint 8,1 TWh (36,7% des opportunités de récupération) en 2020. On en déduit donc une croissance annuelle du gisement de récupération de 6,2% entre 2010 et 2020. Ce potentiel économique de récupération représente ainsi près de 7,7% de la consommation énergétique totale des usages en 2010 pour atteindre le niveau de 14,3% en 2020.

¹⁰⁶ Nous faisons bien la distinction entre potentiel économique de récupération et opportunité de récupération. En effet, le potentiel économique de récupération correspond à la part de récupération des pompes à chaleur dans les opportunités de récupération. Les opportunités de récupération considèrent le gisement total théorique de récupération au sein des usages.

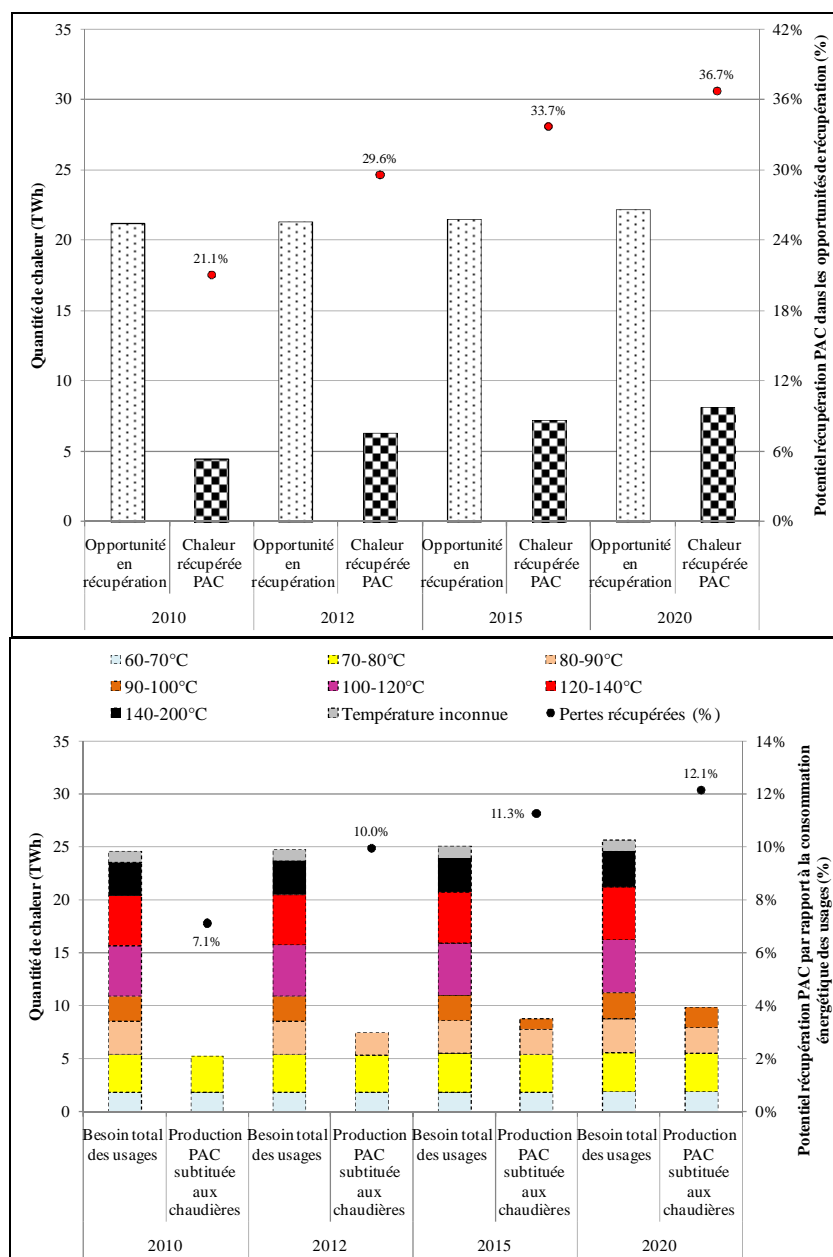


Fig. 60 : Evolution du potentiel économique de récupération de chaleur et de substitution des PACs dans l'industrie agroalimentaire.

Une désagrégation des pertes récupérées par PAC a été effectuée par type d'usages (Cf. Fig. 62). Cette désagrégation permet de mieux cerner les usages les plus développés en termes de récupération dans l'industrie agroalimentaire et leurs évolutions jusqu'en 2020. Les résultats montrent qu'entre 2010 et 2020, **l'usage production de froid est le plus développé dans cette récupération, représentant près de la moitié des récupérations économiquement possible (environ 45%)**. Cela découle du principe même de fonctionnement des systèmes de réfrigération industriels avec leur EER où ils rejettent des quantités de chaleur aux condenseurs plus importantes que l'électricité consommée, pour produire plus d'énergie qu'elles n'en consomment. Ainsi nous avons donc largement plus d'opportunités de récupération en comparaison des autres usages d'autant plus que son poids dans la consommation énergétique n'est pas négligeable et représente environ 10% (Cf. Fig. 61).

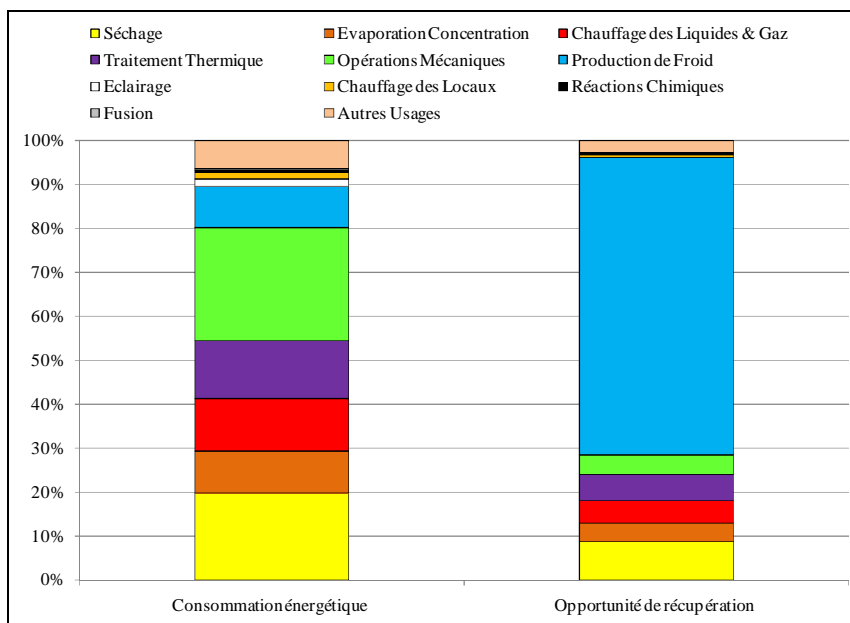


Fig. 61 : Importance des usages dans la consommation énergétique et les opportunités de récupération dans l'industrie agroalimentaire.

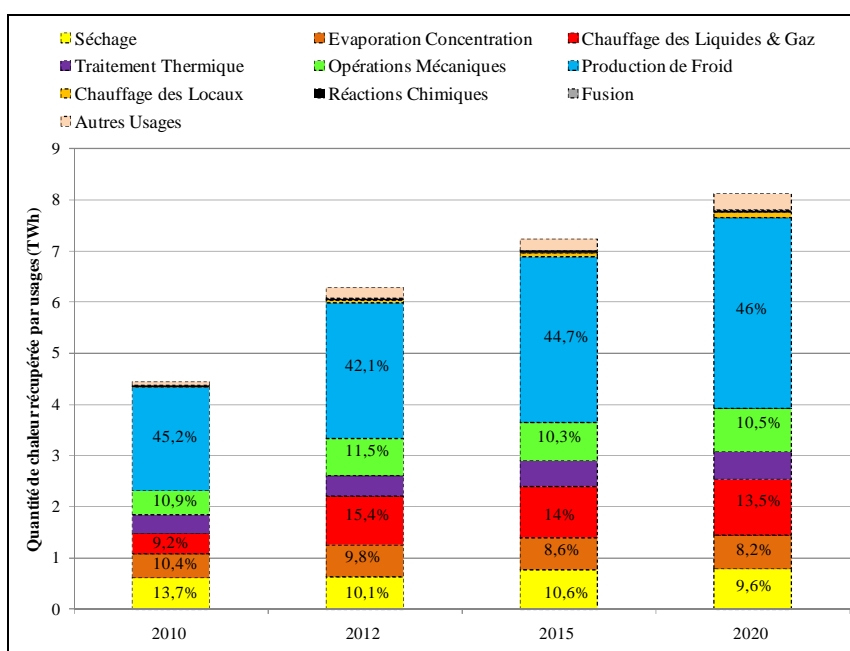


Fig. 62 : Evolution taux de pénétration des PACs dans le gisement de chaleur récupérée par type d'usages dans l'industrie agroalimentaire.

L'usage chauffage des liquides et gaz est le deuxième usage le mieux implanté (13,5%) dans le potentiel économique de récupération, suivi par l'usage opérations mécaniques¹⁰⁷ (10,5%) et l'usage séchage (9,6%) à l'horizon 2020. Ces quatre usages représentent à eux seuls près de 80% des pertes récupérées par PAC et pour près de 67% de la consommation énergétique utile. Ainsi,

¹⁰⁷ L'usage opérations mécaniques englobe les opérations de ventilation, force motrice, pompage et air comprimé. Les hypothèses de récupération mises en place ne concernent que l'air comprimé dont la proportion dans cet usage varie de 3 à 45% dans les différents secteurs de l'industrie agroalimentaire.

à l'issue de cette analyse, nous avons un criblage détaillé des usages par ordre d'importance pour la mise en place des pompes à chaleur dans l'industrie agroalimentaire.

En revenant à la Fig. 60 d'une part, nous pouvons aussi observer l'évolution de la pénétration des PACs dans la production de chaleur dans l'industrie agroalimentaire grâce aux pertes récupérées. Et d'autre part, en déduire les tranches de températures atteignables dans l'industrie agroalimentaire jusqu'en 2020. La production d'énergie par les pompes à chaleur a quasiment doublé entre 2010 et 2020 en passant d'environ 5,3 TWh à 9,9 TWh soit une progression annuelle de 6,5%. Le taux de pénétration des PACs dans le besoin de chaleur totale est ainsi d'environ 21,5% en 2010 et passe à 38,5% en 2020 dans toute l'industrie agroalimentaire. Ce taux de pénétration correspond à la substitution des PAC aux chaudières où la consommation est principalement du gaz naturel (Cf. Fig. 63).

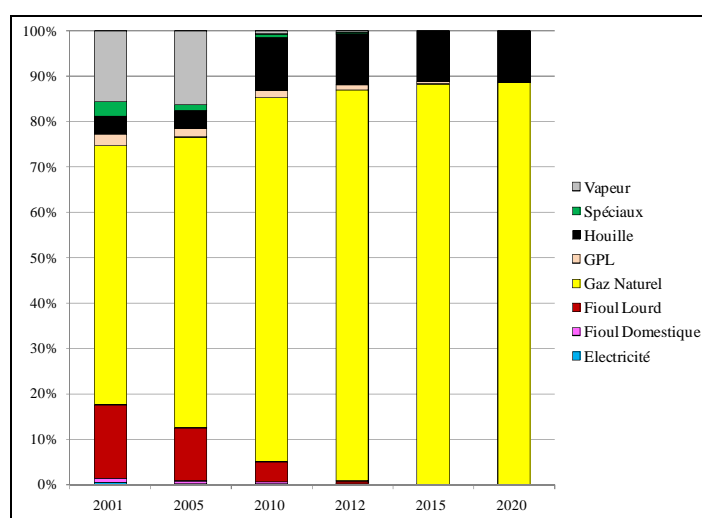


Fig. 63 : Répartition de la consommation Sous Chaudière (SC) par type d'énergie dans l'industrie agroalimentaire.

Cette substitution des chaudières ne concerne cependant, que les 4 premières tranches de températures c'est-à-dire en dessous de 100°C. Cette tranche représente environ 45% de la demande en chaleur alors que la tranche de température 100-140°C constitue, elle, près de 40%. Les pompes à chaleur haute température (à partir de 100°C) ne sont toujours pas rentables ce qui permet donc de juger de l'importance des économies supplémentaires possibles dans cette industrie. Nous étudierons d'ailleurs plus tard les mécanismes susceptibles de permettre de les atteindre.

Nous avons voulu aller plus loin dans l'analyse des résultats c'est-à-dire à un niveau sectoriel pour un meilleur ciblage sectoriel du potentiel des pompes à chaleur dans l'industrie agroalimentaire.

5.1.2.2. ...au niveau désagrégé sectoriel

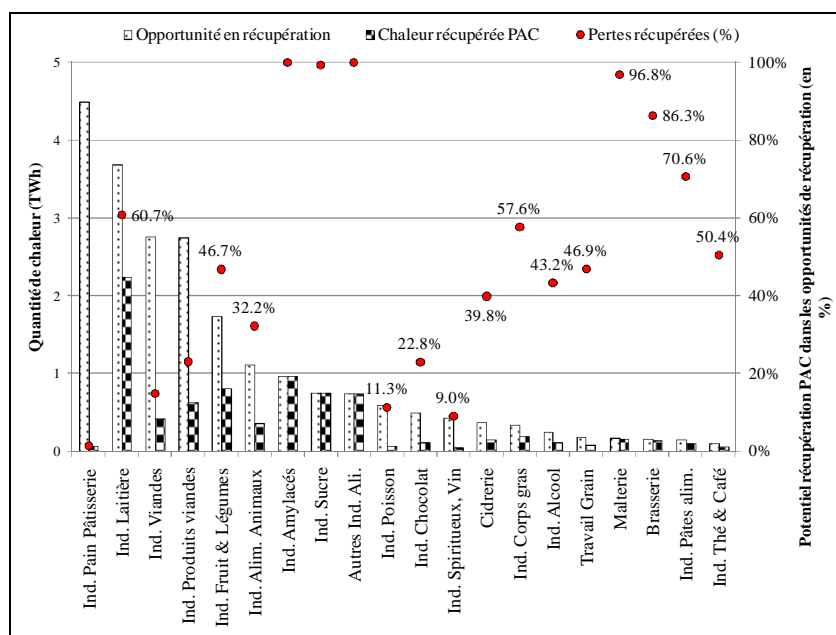


Fig. 64 : Potentiel de récupération des PACs dans les sous secteurs de l'industrie agroalimentaire à l'horizon 2020.

Dans la Fig. 64 ci dessus, nous avons représenté les opportunités de récupération et le gisement de chaleur récupérée par les PACs dans chaque secteur de l'industrie agroalimentaire. Nous présentons les secteurs de la plus forte à la plus faible opportunité de récupération pour une meilleure visibilité. Ainsi, nous avons pu en déduire le taux du potentiel économique de récupération dans les opportunités sectorielles sous forme de pourcentage, permettant ainsi un meilleur criblage sectoriel de la récupération dans l'industrie agroalimentaire.

La première conclusion que nous pouvons tirer de cette figure est que le niveau du taux de chaleur récupérée par les PACs n'est pas nécessairement lié au niveau des opportunités de récupération contrairement à ce que l'on peut penser. En effet, le secteur du pain pâtisserie (NACE 1581 & 1582) possède le plus faible taux de récupération de PAC (1,4%) dans l'industrie agroalimentaire alors que ses opportunités de récupération sont les plus élevées.

A l'inverse, le secteur de transformation du thé et café (NACE 1586) qui possède le niveau d'opportunité le plus faible, a un taux de récupération par PAC d'environ 50% seulement. Cette disparité du taux de récupération dans les opportunités dépend surtout du niveau de demande en chaleur du secteur inhérent à l'évolution de l'activité industrielle, mais aussi des niveaux de température à satisfaire et de la rentabilité des pompes à chaleur à ces températures. La structure du modèle nous permet ainsi de bien mettre en exergue cette différenciation.

Ce gisement de chaleur récupérée a été désagrégé par type d'usage dans tous les sous secteurs de l'industrie agroalimentaire dans la Fig. 65. Cela présente une analyse plus fine de l'importance du potentiel des pertes récupérées dans chaque usage et dans chacun des secteurs de l'industrie à l'horizon 2020.

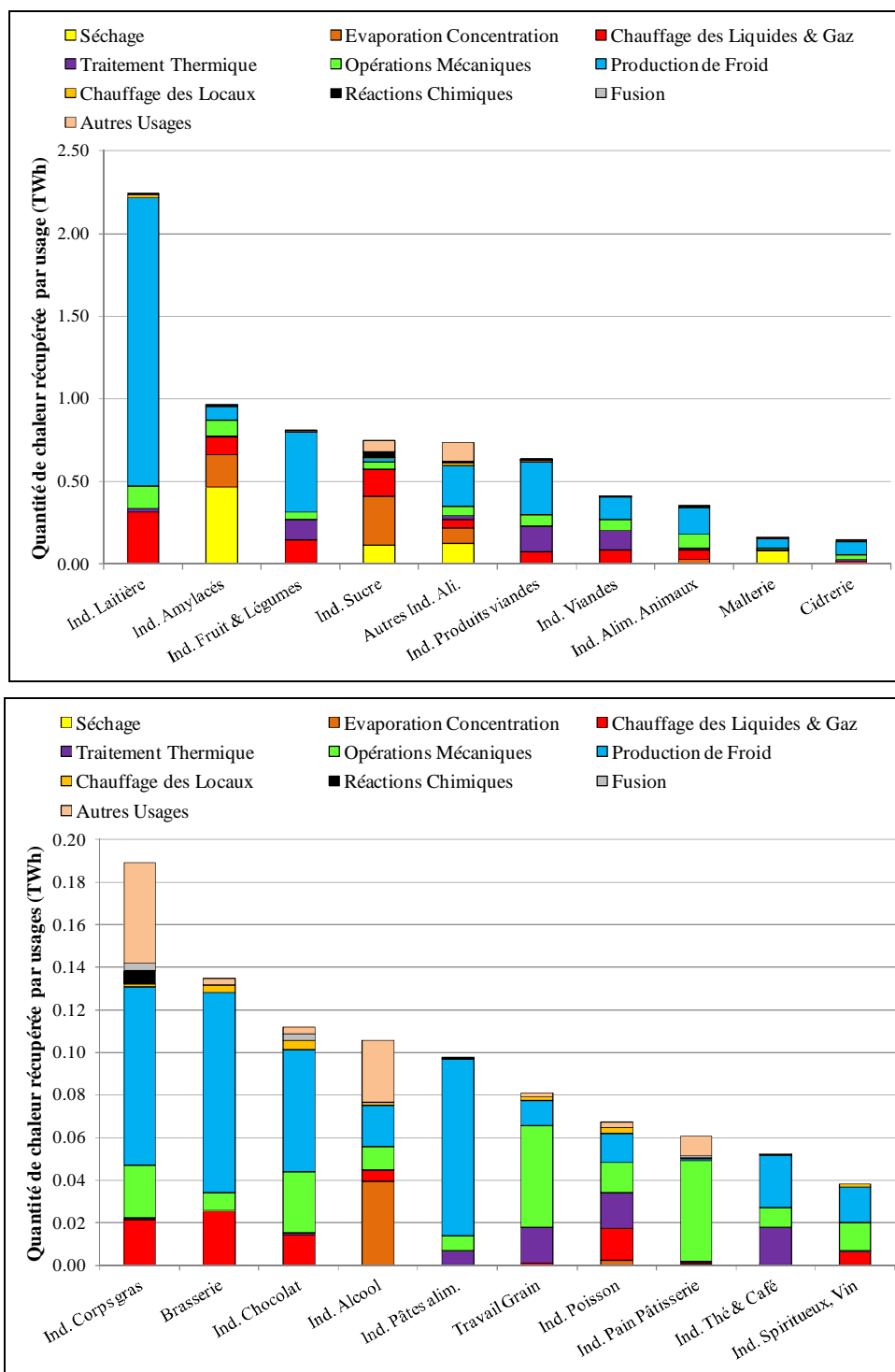


Fig. 65 : Potentiel de récupération des PACs par type d'usage et par secteur à l'horizon 2020.

Les résultats globaux obtenus dans le paragraphe §5.1.2.1 où la production de froid est le principal usage dans le potentiel de récupération, se reflètent quasiment sur tous les secteurs. En effet, comme nous l'avons stipulé auparavant, cela provient des fortes opportunités de récupération. De plus, les autres usages sont faibles voire négligeables en opportunités de récupération de chaleur, ce qui ne suffit largement pas à satisfaire la demande en chaleur sur certaines tranches de températures même si les PACs sont rentables.

Cependant, nous distinguons certains secteurs où la récupération des PACs n'est pas effectuée majoritairement au niveau de l'usage froid. Ces secteurs peuvent être subdivisés en deux groupes :

- Le premier groupe est composé de secteurs où les opportunités de récupération de l'usage froid ne sont pas majoritaires voire faibles car le poids de l'usage production froid dans la consommation énergétique sectorielle est quasiment négligeable par rapport aux autres usages dans la conception de leurs produits. Ce groupe englobe le secteur des produits amylacés (NACE 1562), le secteur sucrier (NACE 1583), Malterie (NACE 1597), les secteurs de production d'alcools (NACE 159A & 1592) et le secteur du travail des grains (NACE 1561). La récupération de chaleur au niveau du secteur du **travail des grains** s'est majoritairement effectuée sur **l'usage opérations mécaniques** (57% de la chaleur récupérée) du fait de sa forte implantation dans la consommation énergétique de la production industrielle. La revalorisation des pertes de l'usage le plus consommateur a permis de produire de la chaleur utile aux autres usages et ainsi réduire leurs coûts associés et le coût sectoriel global. Dans le cas des **produits amylacés et du secteur malterie**, c'est plutôt **l'usage séchage** qui est le plus représentatif avec respectivement 48% et 52% de la quantité de chaleur récupérée par les PACs. Pour le secteur de **production d'alcool**, ce sont l'usage évaporation concentration et les opérations de séparation (distillation, extraction...) incluses dans **l'usage « autres usages »** qui représentent respectivement 38% et 45% dans la récupération des PACs. (Cf. Fig. 66 & Fig. 67)

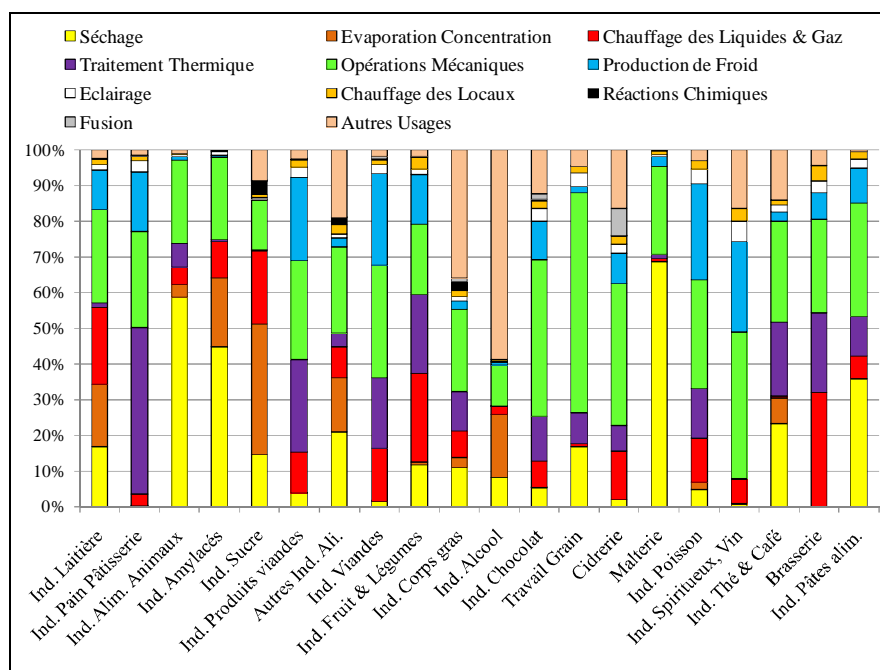


Fig. 66 : Importance des usages dans la consommation d'énergie dans chacun des secteurs de l'industrie agroalimentaire.

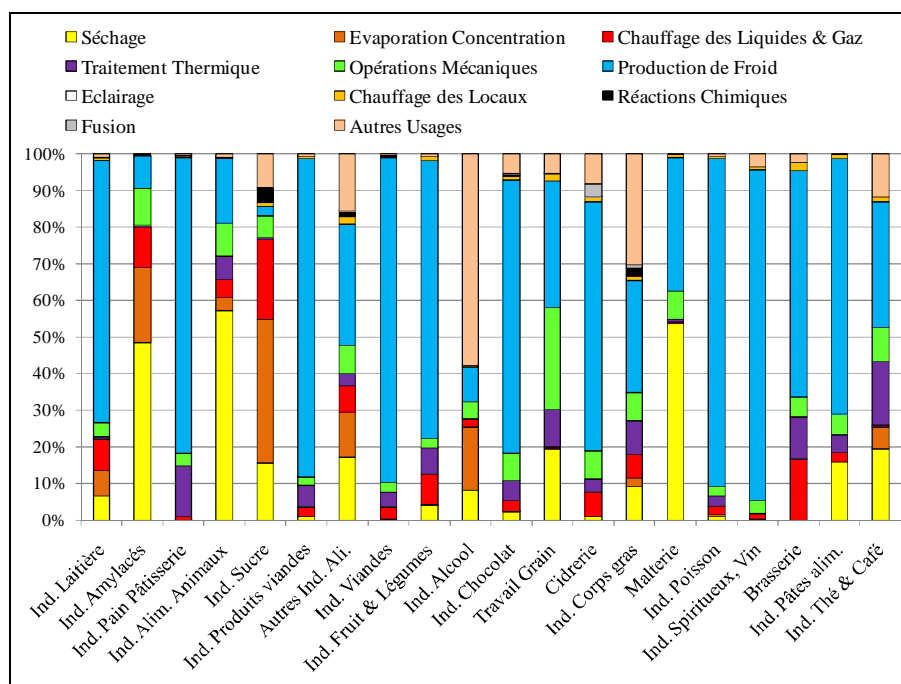


Fig. 67 : Importance des usages dans les opportunités de récupération dans chacun des secteurs de l'industrie agroalimentaire

- Le second groupe correspond aux secteurs où la récupération s'est totalement effectuée sur les usages les plus énergivores autres que l'usage froid. Cependant, ces secteurs se distinguent en plus par une demande en chaleur faible et une faible rentabilité sectorielle des pompes à chaleur. **Ainsi le peu de récupération sur les usages énergivores est suffisant pour produire avec les quelques PACs rentables.** C'est le cas des secteurs du pain, pâtisserie et biscuiterie (NACE 1581 & 1582). (Cf. Fig. 66 & Fig. 67)

Près de 3/4 de l'industrie agroalimentaire a un potentiel de récupération dans les opportunités de récupération en dessous de 85% avec les pompes à chaleur. Même si ce taux est assez disparate à travers cette industrie, nous pouvons retenir néanmoins que sur les deux sous intervalles [0 %; 40%] et [40% ; 85%], nous avons quasiment des proportions égales de secteurs (Cf. Fig. 64).

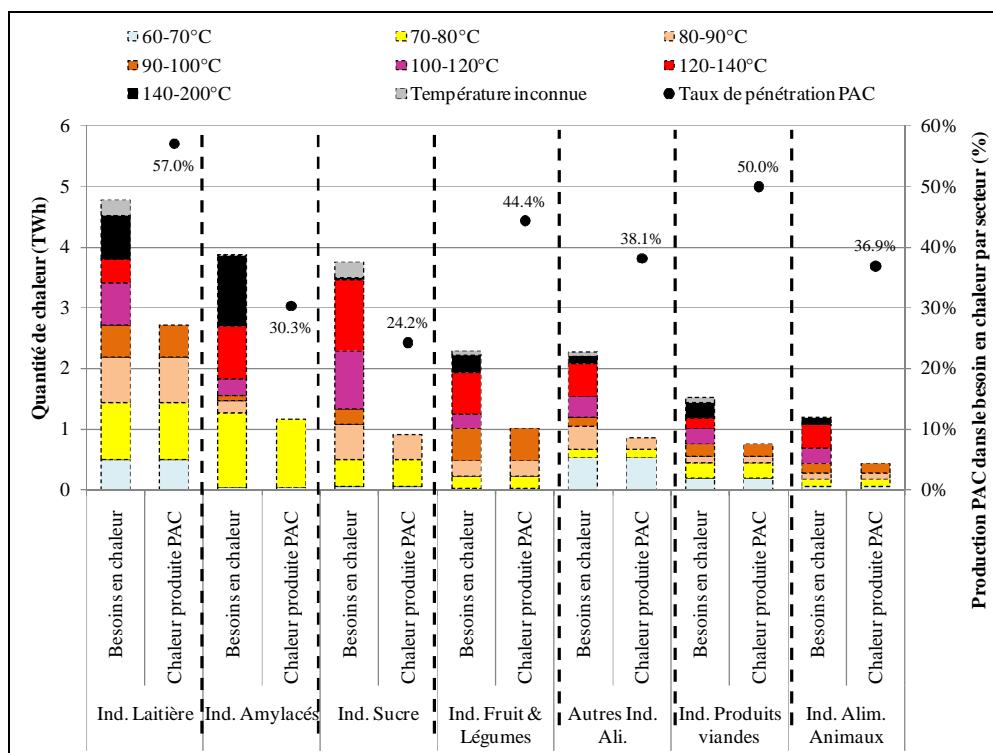
Par contre, le quart des secteurs restants de l'industrie agroalimentaire a un potentiel de taux de récupération supérieur à 85%. Ce sont les secteurs de produits amylacés (NACE 1562), du sucre (NACE 1583), des autres industries agroalimentaires (NACE 1587, 1588 & 1589), de malterie (NACE 1597) et de brasserie (NACE 1596). Cette désagrégation nous indique donc une forte revalorisation des pertes de chaleur récupérables de ces secteurs avec la mise en place des pompes à chaleur. Cette revalorisation des pertes de chaleur permet ainsi une substitution de la production des chaudières par les pompes à chaleur.

Dans le paragraphe §5.1.2.1, le taux de pénétration global de la production par des PACs dans les besoins en chaleur dans l'industrie agroalimentaire est estimée à environ 38,5% à l'horizon 2020. Cela signifie donc que près d'un tiers des besoins en chaleur proviennent des pompes à chaleur. Nous avons par la suite effectué une analyse plus désagrégée de ce taux de pénétration au niveau des sous secteurs en représentant la production et les besoins en chaleur par tranche de température. Cette désagrégation va permettre ainsi de relier le taux de récupération au taux de pénétration des pompes à chaleur dans la production de chaleur.

La Fig. 68 ci-dessous présente donc les niveaux des besoins en chaleur, la production des PACs et leur taux de pénétration dans la demande en chaleur ainsi que les niveaux de température atteints pour tous les secteurs de l'industrie agroalimentaire à l'horizon 2020. Les trois graphes de cette figure sont présentés des secteurs à plus fort besoin en chaleur aux secteurs à plus faible besoin.

Nous en déduisons que le niveau du taux de pénétration des pompes à chaleur n'est pas directement lié au niveau du besoin en chaleur des secteurs, mais plutôt aux tranches de températures les mieux implantées, la saisonnalité de production et l'environnement économique (rapport prix électricité et gaz naturel).

C'est le cas des secteurs des produits amylacés (NACE 1562) et du sucre (NACE 1583) où nous avons un taux de pénétration respectif de 30,3% et 24,2% dans la production de chaleur alors que nous avons constaté un taux de récupération d'environ 100% pour ces secteurs (Cf. Fig. 64 & Fig. 68). De même, nous avons le cas des secteurs de la cidrerie (NACE 1594 & 1598) et celui de la production des pâtes alimentaires (NACE 1585) où nous avons les plus forts taux de pénétration des PACs avec respectivement 75,3% et 67,4% alors que leurs taux de récupérations respectifs de 40% et 71% sont dans la moyenne.



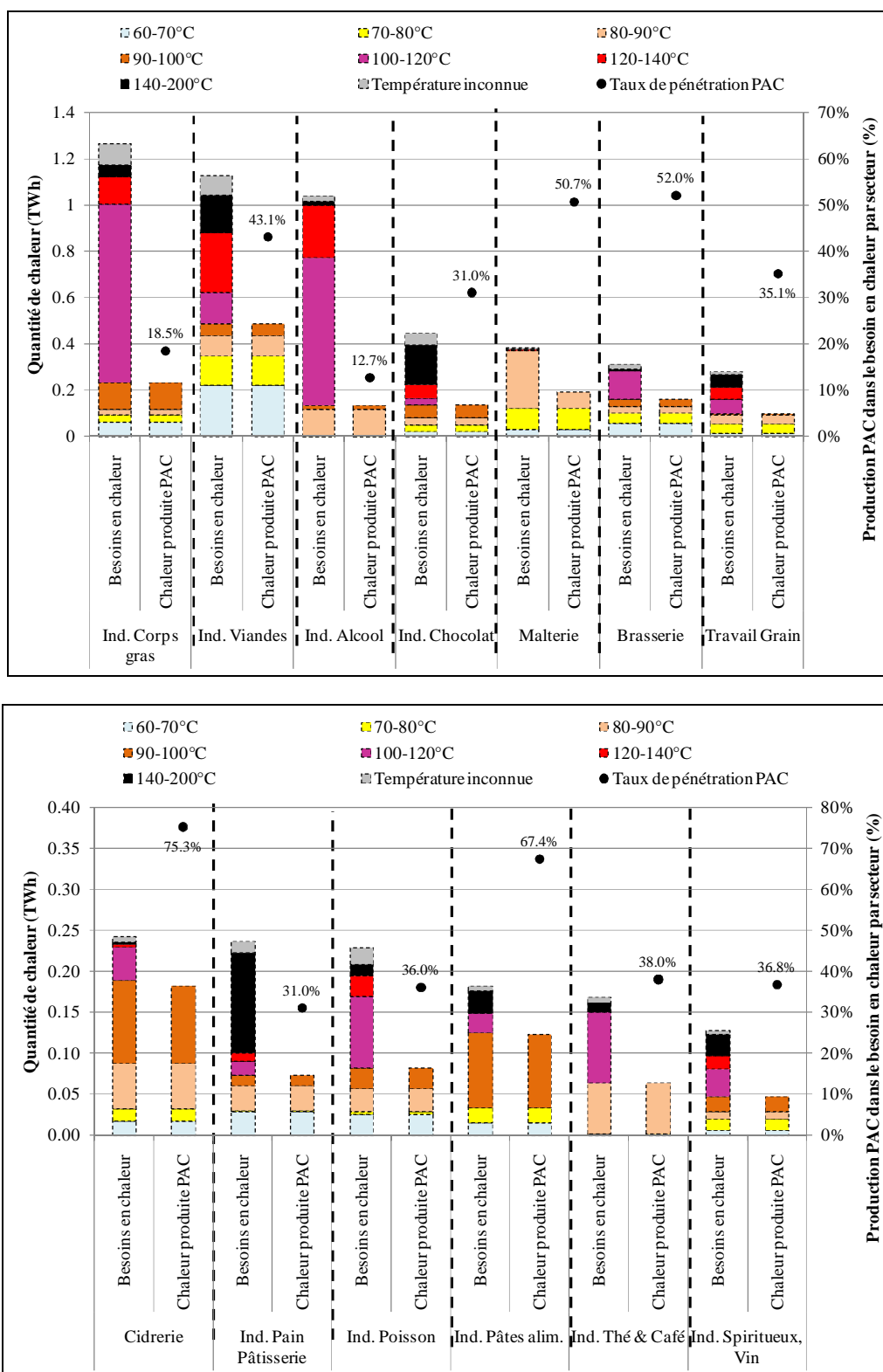


Fig. 68 : Potentiel économique de récupération et de substitution des PACs par secteur dans l'industrie agroalimentaire en 2020.

Cette hétérogénéité s'explique surtout par la désagrégation des projections de prix des énergies et de la durée de fonctionnement des PACs par secteur. En effet, par exemple dans le cas du sucre, la forte différence de saisonnalité de production entre ce secteur et les autres secteurs a été prise en compte pour la durée de fonctionnement des PACs dans la modélisation. Nous avons ainsi considéré une durée

de fonctionnement du secteur sucrier plus faible par rapport aux autres secteurs de l'agroalimentaire (15% inférieure au Soldes IAA à 50% inférieure au secteur du Lait). De plus, cette forte saisonnalité de ce secteur impacte fortement sur les contrats d'énergies signés par ses acteurs qui seront donc plus élevés en comparaison du reste de l'industrie agroalimentaire. De plus, les températures en dessous de 100°C ne représentent que 35% de ces besoins alors que les PACs haute température ne sont toujours pas rentables à l'horizon 2020. **La disparité de ce taux de pénétration s'explique ainsi par la prise en compte du modèle de plusieurs paramètres économiques et techniques en comparaison des installations existantes et futures de chaudières, mais aussi de l'implantation des différentes tranches de températures.**

5.1.2.3. La rentabilité des PACs

Les résultats montrent finalement que seules les 4 premières tranches de températures comprises entre 60°C à 100°C sont économiquement accessibles à l'horizon 2020 par les pompes à chaleur dans toute l'industrie agroalimentaire. Le Tableau 20 montre le taux de pénétration distingué par tranche de température des pompes à chaleur dans le besoin en chaleur de l'industrie agroalimentaire.

	Type de Pompes à chaleur						
	T1 (60-70°C)	T2 (70-80°C)	T3 (80-90°C)	T4 (90-100°C)	T5 (100-120°C)	T6 (120-140°C)	T7 (140-200°C)
Besoins en chaleur (%)	7,5%	14,4%	12,3%	9,5%	19,6%	19,5%	12,9%
Taux de pénétration PAC	7,5%	14%	9,5%	7,5%	0%	0%	0%

Tableau 20 : Taux de pénétration par tranche de température des PACs dans l'industrie agroalimentaire à l'horizon 2020.

Le besoin en chaleur sur la tranche de température 60-100°C représente environ 45% du total (Cf. Tableau 20) avec une forte disparité de proportions à travers les sous secteurs comme le montre la Fig. 69 ci-dessous.

Les secteurs de la Malterie (NACE 1597) et Cidrierie (NACE 1594) se démarquent largement des autres avec des proportions respectives de 98% et 78% pour majoritairement des fonctions de stérilisation, d'eau chaude de lavage des bouteilles en plastique ou verre (usage Chauffage liquides et gaz) et aussi de séchage. Cette forte implantation des faibles températures dans la Malterie montre bien le fort taux de pénétration des PACs constaté auparavant. A l'inverse, les secteurs de fabrication d'alcools (NACE 159A & 159D) et des corps gras (NACE 154) ont des besoins de chaleur entre 60-100°C en dessous de 20% en proportion alors qu'entre 100-140°C, ils représentent respectivement environ 83% (séparation distillation) et 72% (usage traitement thermique) de leurs totaux respectifs. C'est ce qui explique que nous observons dans le même temps les plus faibles taux de pénétration de pompes à chaleur dans la Fig. 68 avec respectivement 12,7% et 18,5%. La demande en chaleur entre 100-140°C, est d'ailleurs légèrement plus faible avec environ 40% en moyenne du total sur toute l'industrie agroalimentaire.

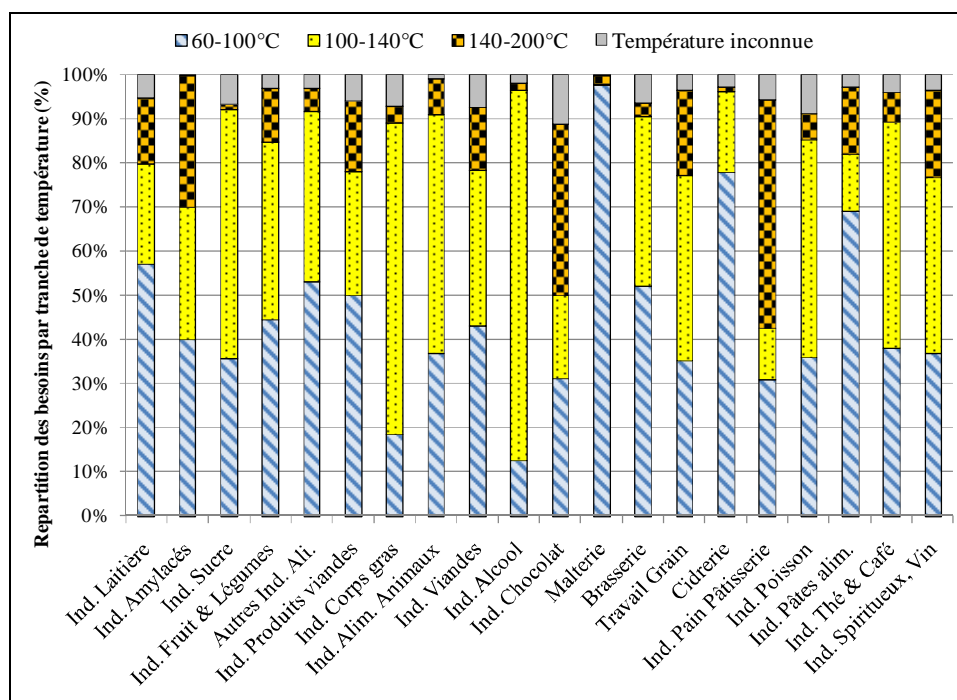


Fig. 69 : Répartition moyenne des besoins par tranche de température et par sous secteur dans l'industrie agroalimentaire.

Dans le Tableau 20, les PACs permettent de produire quasiment la totalité des besoins en chaleur aux températures T1 et T2 (respectivement 100% et 98%) à l'horizon 2020 en lieu et place des chaudières. Cela s'explique surtout par le fait qu'il s'agit pour la plupart, de machines standards et qui ont l'avantage d'être très économiques. Pour les températures T3 et T4, on arrive seulement à substituer environ 75% des productions chaudières car pour ces températures plus élevées, on a recours à des machines très spécifiques, conçues sur mesure et donc plus chères (quatre à six fois le prix d'une machine standard)).

Néanmoins, les pompes à chaleur haute température (entre 100°C et 140°C) ne sont toujours pas rentables à l'horizon 2020. Pour une analyse quantitative des résultats de notre modèle, nous avons donc tracé les graphes du coefficient de performance (COP) de ces PACs haute température en fonction du Temps de Retour sur Investissement (TRI) dans l'industrie agroalimentaire (Cf. Fig. 70).

Pour réduire le nombre de graphes, nous avons juste subdivisé cette industrie en trois secteurs : le secteur du lait (NACE 155), le sucre (NACE 1583) et le soldes IAA correspondant au reste des secteurs. Dans chaque graphe, nous avons tracé une ligne horizontale (pointillée) correspondant aux COP retenus pour atteindre chacune des deux tranches de haute température (T5=100-120°C & T6=120°C-140°C) et le rapport γ entre le prix de l'électricité et le gaz naturel. Pour la tranche de température 100-120°C, nous prenons comme hypothèse un COP de 2,85 et pour la tranche de 120-140°C, nous supposons un COP de 2,36.

Les graphes de la Fig. 70 montrent donc que dans le secteur du lait, les PACs peuvent seulement être utilisées pour des TRI supérieurs à 12 et 19 ans respectivement pour les températures T5 et T6 avec les conditions de prix des énergies considérés. Cela implique qu'avec ces prix, ces PACs ne seront rentables que si un TRI très long est considéré. Dans le secteur soldes IAA, nous avons des TRI encore supérieurs avec 15 et 24 ans respectivement pour T5 et T6.

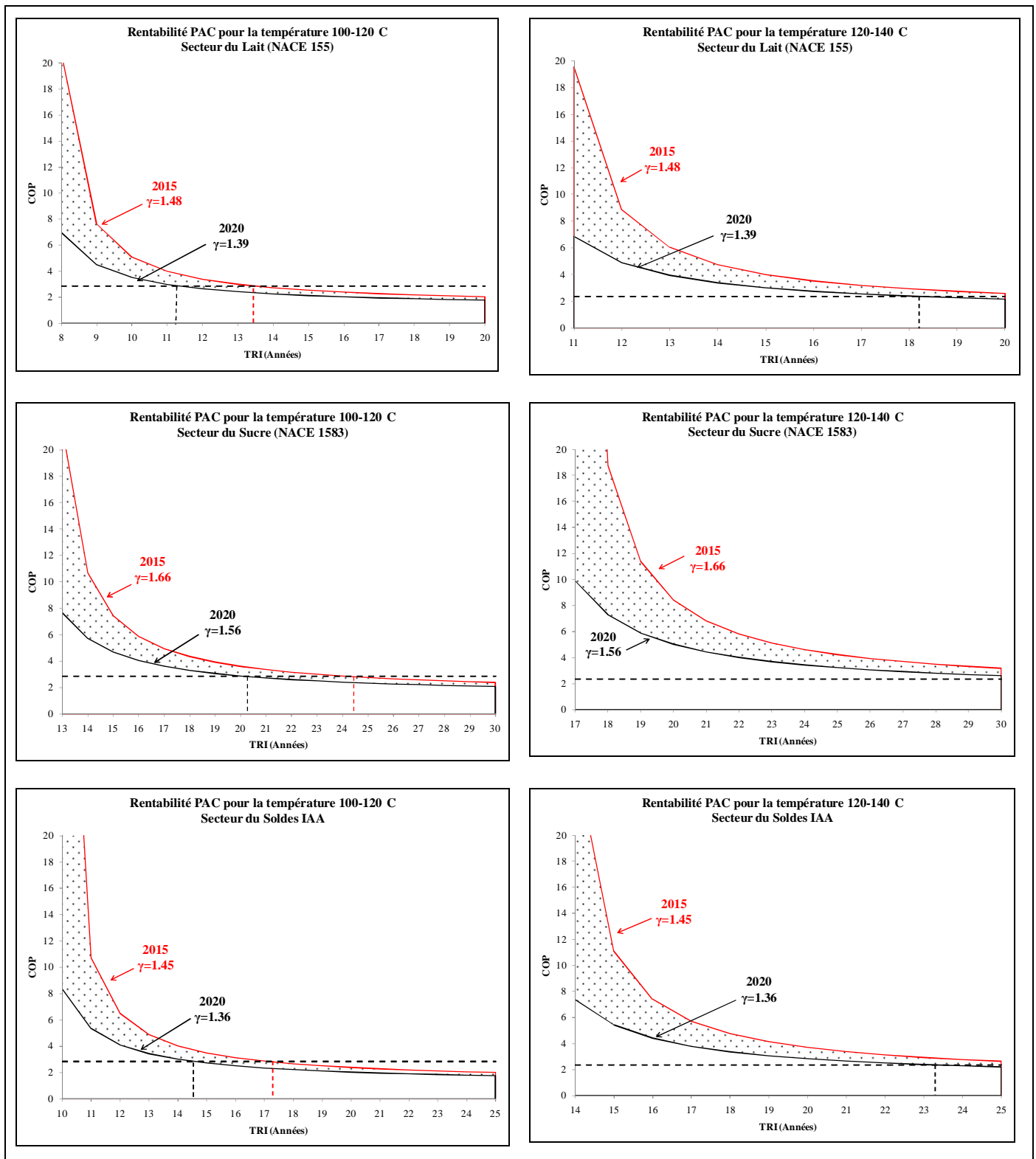


Fig. 70 : Etude rentabilité PAC Haute température avec l'environnement économique existant en 2015 et 2020 dans l'industrie agroalimentaire.

Entre ces deux secteurs (Lait et soldes IAA), le rapport entre le prix de l'électricité et celui du gaz est plus faible dans le soldes IAA, mais vu que leur temps de fonctionnement considéré est 30% en moyenne plus faible que dans le secteur du Lait, cela a donc augmenté leur TRI de 3 ans et 5 ans pour les températures T5 et T6. A l'inverse, dans le secteur du Sucre, on passe à 21 ans et au-delà de 30 ans pour T5 et T6 non seulement parce que nous avons des durées de fonctionnement plus faible en com-

paraison des autres secteurs mais aussi le rapport entre les prix de l'électricité et du gaz reste assez élevé.

Ce rapport entre prix de l'électricité et du gaz naturel influence beaucoup la rentabilité des PACs et cela dépend énormément des hypothèses de projection considérées pour le prix du gaz naturel. Néanmoins, malgré ces incertitudes sur les prix des énergies, les TRI resteraient tout de même trop importants pour envisager un investissement par des entreprises. Nous consacrerons plus loin, une analyse de sensibilité sur les évolutions du prix du gaz naturel dans la pénétration des PACs dans l'industrie agroalimentaire.

5.1.3. Profil d'évolution des gisements d'économies en énergie

Comme nous l'avons introduit précédemment, la mise en place des pompes à chaleur dans tous les secteurs de l'industrie agroalimentaire a permis d'obtenir au total 9,2 TWh d'économie sur la consommation énergétique finale (achats énergétiques) à l'horizon 2020. Cela correspond donc à des économies de 8,1 TWh sur la consommation énergétique des usages (énergie utile), représentant ainsi 12,5% de cette consommation (Cf. Fig. 71).

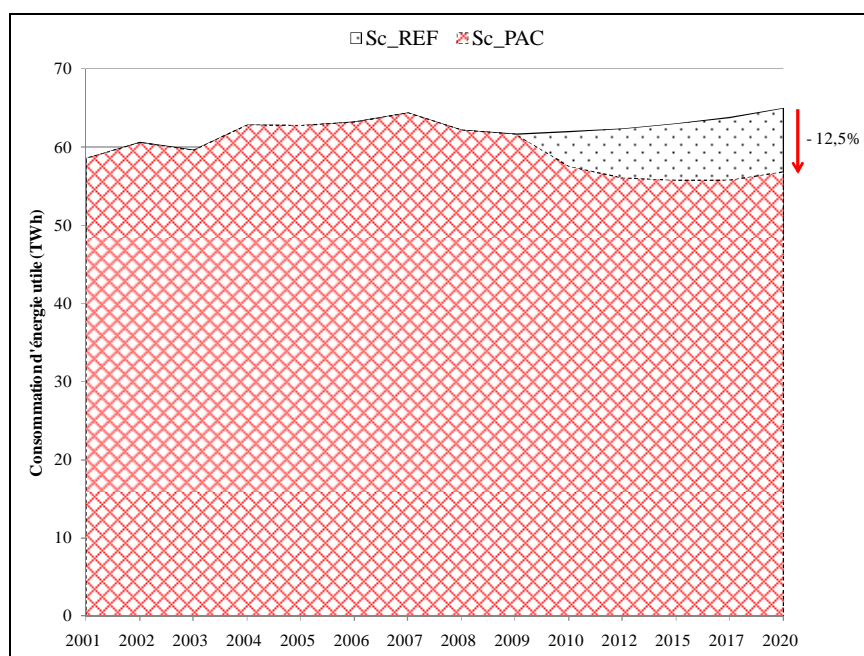


Fig. 71 : Evolution des économies d'énergie dans la consommation des usages dans l'industrie agroalimentaire

Une distribution de ces économies énergétiques en cumulé à l'horizon 2020 au niveau des usages sur la Fig. 72 par sous secteur dans l'industrie agroalimentaire, nous permet ainsi d'avoir un meilleur criblage des gisements sectoriels les plus importants avec l'implantation des pompes à chaleur.

On constate donc d'après la Fig. 72 qu'avec seulement 8 regroupements de secteurs sur les 20 que constitue l'industrie agroalimentaire, nous atteignons près de 85% des gisements d'économies d'énergie escomptées à l'horizon 2020 dont près de 28% pour le seul secteur des produits laitiers (NACE 155). Ces 8 secteurs les plus représentatifs dans les économies d'énergie sont:

- Le secteur des produits laitiers (NACE 155) avec 27,6% des économies d'énergie ;
- Le secteur des produits amylacés (NACE 1562) avec 11,8% ;

- Le secteur des fruits et légumes (NACE 153) avec 10% ;
- Le secteur du sucre (NACE 1583) et celui des autres industries alimentaires (NACE 1587, 1588 & 1589) avec respectivement 9,2% et 9% d'économies énergétiques ;
- Le secteur de fabrication des produits à base de viandes (NACE 1513) représente 7,7% de la totalité du gisement.
- Et les secteurs de production de viandes (NACE 1511 & 1512), et de production d'aliments pour animaux (NACE 157) représentant respectivement 5% et 4,5%.

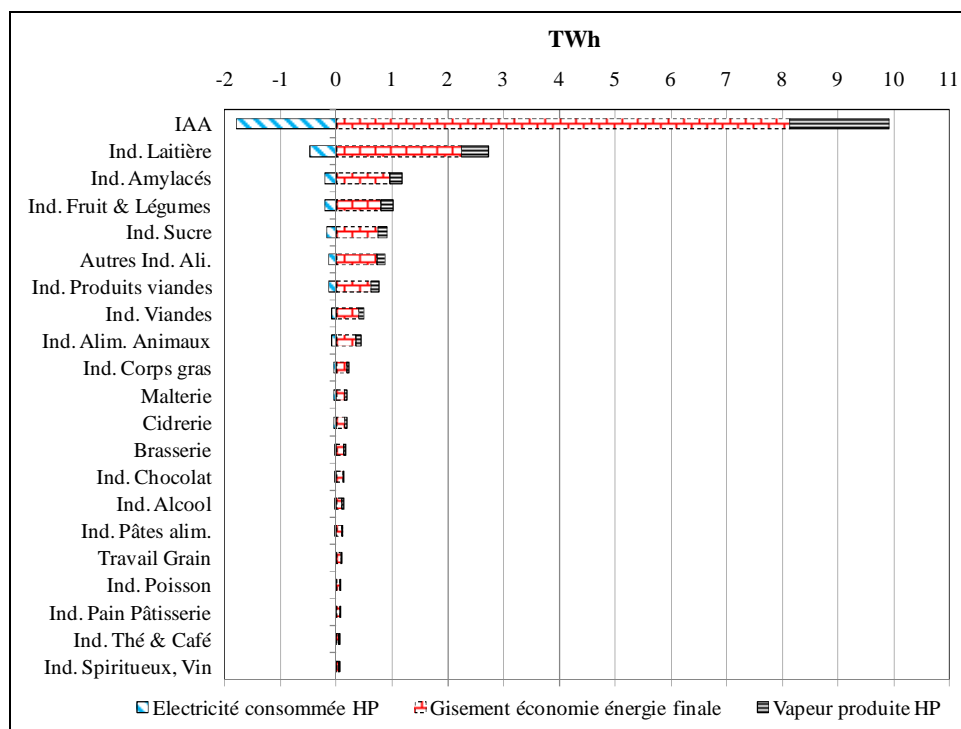


Fig. 72 : Désagrégation des économies d'énergie par secteur à l'horizon 2020 dans l'industrie agroalimentaire

Ces 8 secteurs correspondent aux secteurs les plus grands consommateurs de chaleur dans l'industrie agroalimentaire comme nous l'avons montré à la Fig. 68 du paragraphe précédent.

La totalité des économies d'énergies est concentrée dans près du tiers des regroupements sectoriels de l'industrie agroalimentaire. On constate que les économies obtenues dans le secteur des produits laitiers sont quasiment le double du secteur des produits amylacés. Cela provient surtout d'une différenciation des durées de fonctionnement des chaudières et des PACs influant ainsi sur la rentabilité de ces dernières comme nous avons pu le voir précédemment. Il représente à lui seul environ 28% du gisement d'économie d'énergie et est donc de loin le secteur de l'industrie agroalimentaire où il existe un gros potentiel de d'économie d'énergie avec l'implantation des pompes à chaleur (le secteur des produits amylacés suit derrière avec juste 12%).

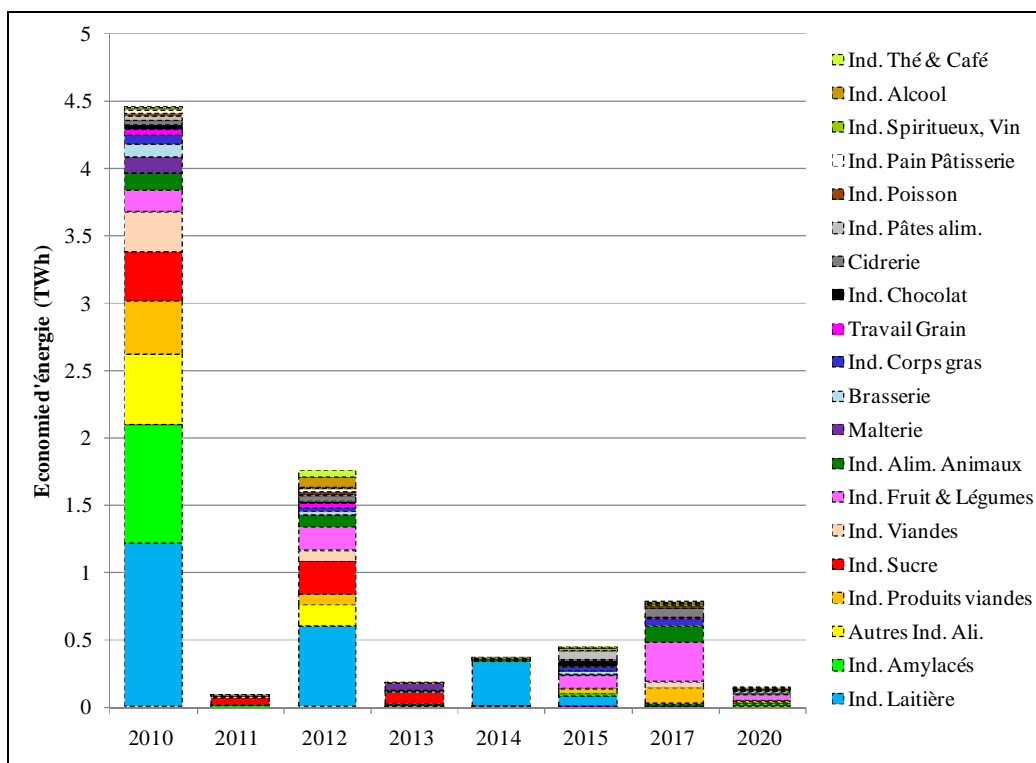


Fig. 73 : Evolution des gisements d'économies d'énergie sectoriels dans l'industrie agroalimentaire.

La Fig. 73 représente le graphe d'évolution des économies d'énergies sur tout l'horizon pour chaque secteur de l'industrie agroalimentaire.

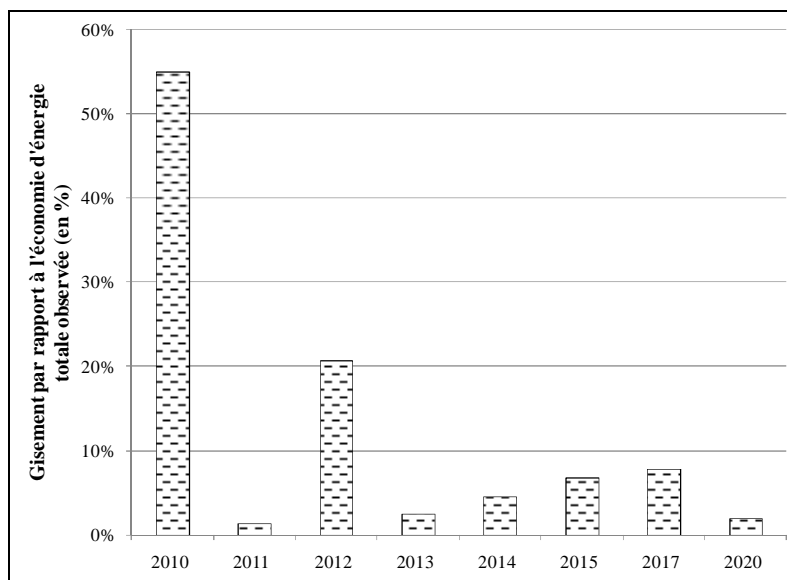


Fig. 74 : Evolution du gisement annuel par rapport au gisement d'économie d'énergie totale observée dans l'industrie agroalimentaire.

Près de 55% de l'économie d'énergie totale est atteint en 2010 avec la mise en place des pompes à chaleur, soit environ 4,5 TWh (Cf. Fig. 74). Cette forte pénétration des PACs s'explique par la rentabilité pour les deux premières tranches de température (60-70°C & 70-80°C) qui permettent de produire quasiment la totalité des besoins à ces températures. Les secteurs des produits laitiers et des

produits amylacés représentent à eux deux près de 50% des économies d'énergies de cette première année de mise en place des PACs (26,5% et 23% respectivement).

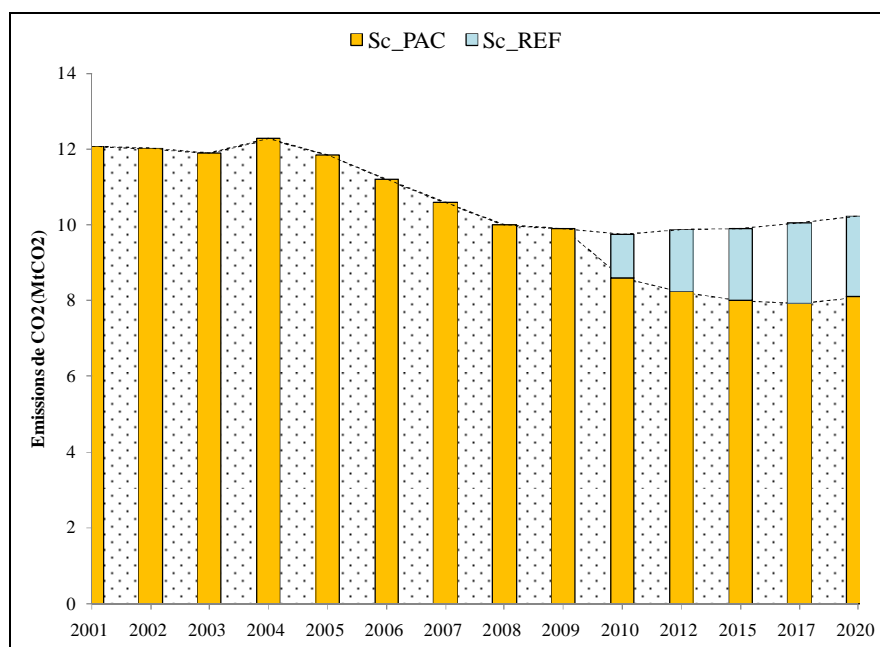
En 2012, avec des pompes à chaleur de températures plus élevées (entre 80-90°C & 90-100°C), on atteint un gisement supplémentaire de 1,8 TWh représentant environ 22% de l'économie en énergie totale observée. Par contre, les secteurs des fruits & légumes, du sucre et des produits laitiers sont les plus représentatifs avec respectivement 10%, 14% et 33,8% de ce gisement total annuel. Avec l'évolution des prix des énergies et de la demande, cette génération de PACs va permettre d'atteindre d'autres gisements d'économie d'énergies jusqu'à l'horizon 2020. Cependant, durant cette période, les pompes à chaleur haute température (100-120°C & 120-140°C) ne sont toujours pas accessibles économiquement comme nous avons pu l'observer auparavant.

En conclusion, cette analyse nous a permis un criblage des tranches de températures, les usages et les secteurs les plus importants en termes d'économies d'énergie avec l'implantation des pompes à chaleur dans l'industrie agroalimentaire. Ce modèle générique de l'industrie diffuse met bien en exergue toutes les possibilités d'études d'efficacité énergétique. **Cette modélisation est ainsi transposable à tous les secteurs de l'industrie diffuse** comme nous avons pu le faire sur l'exemple de l'industrie agroalimentaire.

Dans le paragraphe suivant, nous analysons l'impact des économies d'énergies obtenues sur les émissions de CO₂ avec l'implantation des pompes à chaleur dans l'industrie agroalimentaire.

5.1.4. Impact des PACs sur les émissions de CO₂

Suite à la réduction des consommations énergétiques dans l'industrie agroalimentaire avec les pompes à chaleur, on observe aussi une diminution des émissions de CO₂. La Fig. 75 montre l'évolution de l'effort de baisse des émissions réalisé jusqu'à l'horizon 2020.



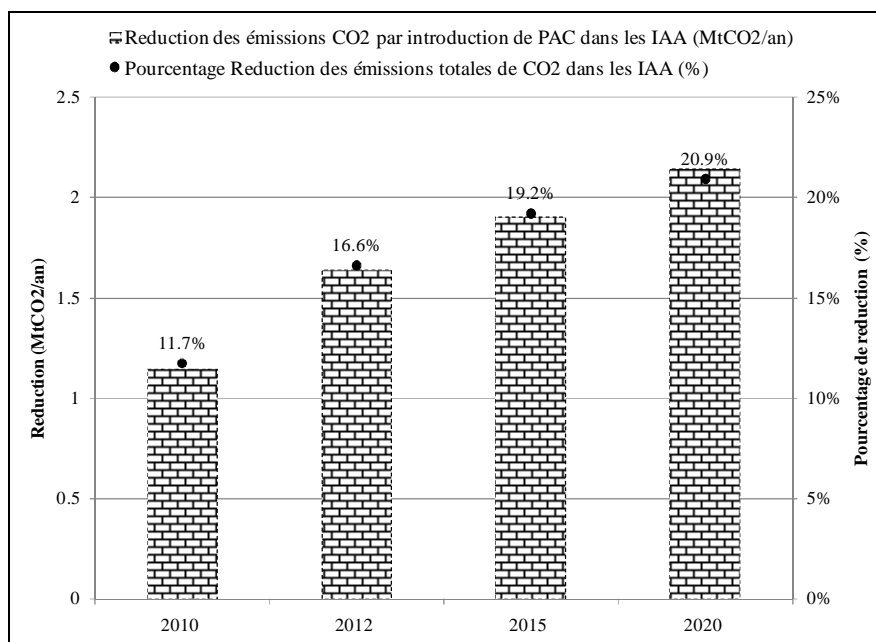


Fig. 75 : Effet de la pénétration des PACs sur les émissions de CO₂ de l'industrie agroalimentaire.

Le scénario de référence (Sc_REF) montre que les émissions de CO₂ affichent une baisse jusqu'en 2010 en raison de l'impact de la récession économique. On constate ainsi une diminution de -17,8% des émissions en 2010 par rapport au niveau de 2005 (+9,5% par rapport au niveau de 1990¹⁰⁸). Il s'en est suivi une augmentation progressive des émissions liée à la reprise de la croissance économique et atteindre 10,3 MtCO₂, soit environ -13,6% par rapport à 2005 (+15% par rapport à 1990). L'introduction des PACs permet d'obtenir une réduction des émissions de CO₂ d'environ 1,15 Mt en 2010 correspondant à un effort de réduction de 12% par rapport au scénario de référence. Cette réduction des émissions va augmenter et atteindre 2,15 Mt soit une croissance de 6,5% par an. **Ainsi, on obtient une diminution des émissions de CO₂ d'environ 21% par rapport au scénario de référence en 2020, soit -9% par rapport au niveau des émissions de 1990 dans l'industrie agroalimentaire.** Ces résultats montrent donc qu'avec les pompes à chaleur accessibles économiquement dans notre cas de figure, c'est-à-dire les températures en dessous de 100°C, nous pouvons prétendre à des réductions d'émissions de CO₂ de l'ordre d'un tiers à l'horizon 2020 par rapport aux émissions CO₂ de 2005.

5.1.5. Conclusion

Nous avons effectué grâce à une analyse MDE (Maîtrise de la Demande d'Énergie) avec les PACs, une étude énergétique où nous avons mis en exergue les économies d'énergies possibles, les usages, les gammes de températures de process et les secteurs de l'industrie agroalimentaire impliqués. Ces résultats reflètent la pénétration des PACs naturellement rentable dans cette industrie. Afin de compléter cette étude, nous allons analyser comment il serait possible d'obtenir une amélioration de ces gisements d'économie d'énergie et à quels coûts dans les industries de l'industrie diffuse telles que les IAA.

¹⁰⁸ En France, l'industrie agroalimentaire affichait un niveau d'émissions de CO₂ de l'ordre de 8,9 MtCO₂ en 1990 [SOeS, 2011a].

5.2. Gisement supplémentaire atteignable avec les PACs grâce à certaines mesures de soutien

On peut distinguer majoritairement deux types d'opportunités d'amélioration de l'efficacité énergétique dans les secteurs de l'industrie diffuse :

- celles qui induisent un gain modeste moyennant un investissement limité (« quick wins ») comme nous avons pu l'observer dans les résultats ci-dessus avec la mise en place des PACs pour les températures basses en dessous de 100°C dans l'industrie agroalimentaire
- Et celles qui demandent des investissements plus conséquents pour atteindre des économies d'énergies plus élevées.

Pour induire la pénétration des pompes à chaleur hautes températures dans l'agroalimentaire, nous avons donc envisagé de faire appel soit à des mécanismes financiers via la baisse des émissions de CO₂ induites par ces PACs, soit à des mécanismes dans le cadre des Certificats d'Economie d'Energie ou CEE (appelés aussi Certificats Blancs). Cette analyse va permettre de mettre en lumière les potentialités supplémentaires susceptibles d'être atteintes avec ces mécanismes d'incitations et leurs coûts éventuels dans l'industrie diffuse et dans ce cas bien précis, l'industrie agroalimentaire.

Ainsi, nous avons étudié deux cas de mécanismes d'incitations : une valorisation monétaire des émissions de CO₂ et une politique d'incitation dans le cadre des Certificats d'Economie d'Energie.

5.2.1. Effet d'une valorisation des émissions de CO₂

Les industries non soumises au système d'échange de quotas d'émissions EU-ETS peuvent faire l'objet de mesures spécifiques, dont l'Europe fixerait les objectifs avec une liberté de choix des outils pour les Etats [Hansen & Percebois, 2010]. Ces industries englobent quasiment tous les secteurs de l'industrie diffuse¹⁰⁹ en France. Et c'est pour ces derniers qu'on parle régulièrement de « taxe CO₂ » citée sur le plan européen ou national.

Cette politique axée sur les prix implique que le niveau des émissions n'est pas connu par avance, puisqu'il dépend, en fin de compte, du niveau de la taxe et de la répartition des coûts de réduction des émissions parmi les sous secteurs de l'industrie agroalimentaire [Delbosc & Perthuis, 2009]. L'intérêt de cette taxe est d'estimer l'impact d'un coût supplémentaire lié aux émissions de CO₂ sur les choix technologiques de l'IAA. La prise en compte d'une valorisation du carbone est un signal pour les entreprises qu'un prix qui ne sera pas simplement fictif, s'appliquera aux émissions de CO₂ dans le futur. Cela permettra ainsi le développement de nouvelles technologies plus sobres en carbone telles que les pompes à chaleur hautes températures avec de bonnes perspectives de rentabilité.

Ainsi, dans le cadre d'une analyse de possibles gisements supplémentaires avec l'implantation des pompes à chaleur, nous avons retenu deux scénarii de valorisation monétaire des émissions de CO₂ :

- Une approche où la taxe découle directement de l'observation des prix de marché (marché européen d'échange des permis d'émissions de CO₂ (ETS)), (Scénario Sc_PAC_ETS)
- Une approche relevant d'une décision de l'état sur la base d'une évaluation concertée de l'engagement français et européen dans la lutte contre le changement climatique dite tutélaire (Scénario Sc_PAC_VT).

¹⁰⁹ Par exemple, dans l'agroalimentaire en France, on recense environ 142 installations concernées par le système EU-ETS appartenant aux principaux sous-secteurs : sucre, produits amylacés, produits laitiers [MAAPAR, 2010].

Dans un premier scénario, nous considérons la taxe CO₂ à un niveau équivalent à celui du système européen d'échange de quotas (ETS) en supposant une extension de son domaine d'application aux secteurs de l'industrie diffuse. Ainsi nous faisons le scénario d'évolution de ²⁰⁰⁵15 €/tCO₂ en 2010 [Hansen & Percebois, 2010] pour atteindre ²⁰⁰⁵20 €/tCO₂ en 2020 (²⁰⁰⁵25 €/tCO₂ en 2030) [AIE(WEO), 2010].

Dans le deuxième scénario, nous retenons la trajectoire de valeur carbone recommandée par le CAS¹¹⁰ s'appuyant sur un usage raisonné de la théorie économique et des modèles sollicités (GEMINI-E3, POLES et IMACLIM-R). La taxe CO₂ est fixée à ²⁰⁰⁸32 €/tCO₂ en 2010 (soit ²⁰⁰⁵30 €/tCO₂) avec une croissance annuelle de 5,8% jusqu'en 2020 et ainsi atteindre ²⁰⁰⁵53 €/tCO₂ (²⁰⁰⁵93 €/tCO₂ en 2030 correspondant à ²⁰⁰⁸100 €/tCO₂).¹¹¹ Ce scénario repose sur l'idée d'exploiter en priorité les gisements d'abattement à faibles coûts aujourd'hui disponibles et ne pas peser sur la croissance et faciliter la gestion des transitions économiques, sociales et professionnelles [Quinet, 2008].

Ces deux valeurs du carbone retenues (Cf. Fig. 76) constituent un élément de référence pour évaluer la pertinence environnementale et énergétique dans les secteurs de l'industrie diffuse tels que l'industrie agroalimentaire, des politiques d'investissements des pompes à chaleur.

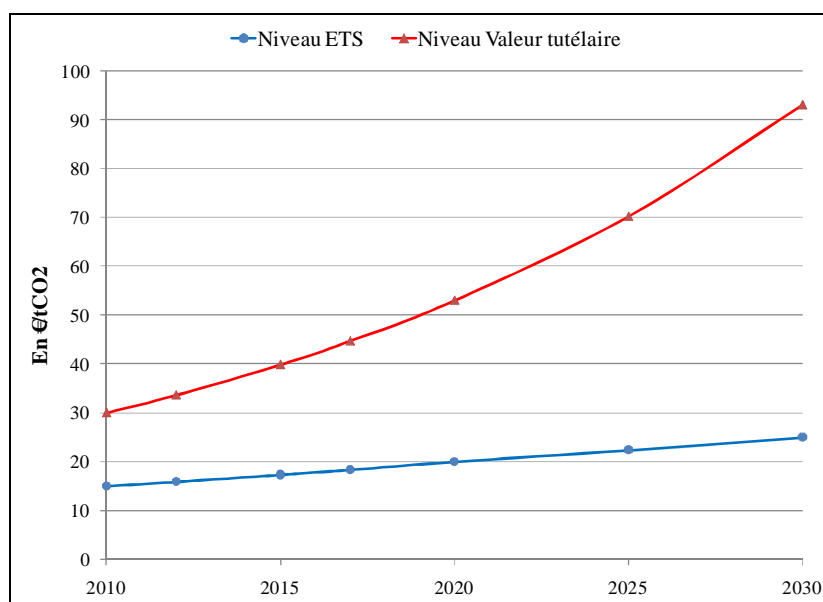


Fig. 76 : Scénarii de valorisations de CO₂ considérée dans l'industrie agroalimentaire (ETS et Valeur tutélaire).

Ces choix, en sollicitant notre modèle, vont nous permettre d'appréhender comment des secteurs de l'industrie diffuse comme par exemple l'agroalimentaire, pourraient réagir.

¹¹⁰ Centre d'Analyse Stratégique

¹¹¹ Cette valeur de taxe à ²⁰⁰⁸100 €/tCO₂ est celle suggérée par le Centre d'Analyse Stratégique.

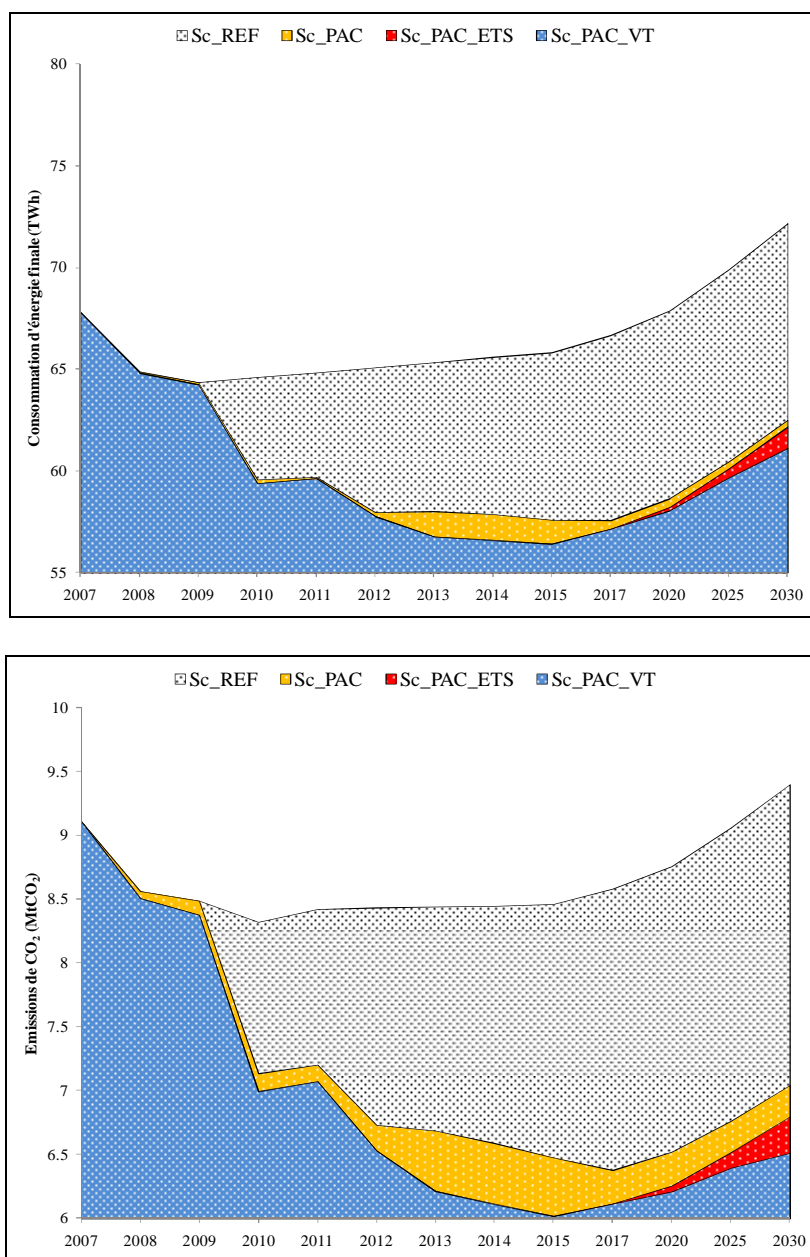


Fig. 77 : Impact de la valorisation du CO₂ sur la consommation d'énergie finale et les émissions de l'industrie agroalimentaire.

Le premier résultat que l'on peut donner à partir de cette simulation (Cf. Fig. 77) est que l'évolution des gisements supplémentaires est quasiment identique pour les deux niveaux de taxes (Sc_PAC_ETS & Sc_PAC_VT), que ce soit sur la consommation d'énergie finale ou les émissions de CO₂ jusqu'en 2020. On observe néanmoins une différenciation qu'à partir de 2020 dès lors que la taxe tutélaire est environ 2,65 fois plus élevée qu'une taxe découlant de l'observation du marché. Ce qui implique qu'il faudrait donc des niveaux de taxe bien au delà de ²⁰⁰⁸100 €/tCO₂ en 2030 pour espérer atteindre des gisements encore plus élevés.

Un autre résultat est l'évolution de la pénétration des pompes à chaleur dans l'agroalimentaire avec la mise en place de taxe. En effet, la mise en place de cette taxe induit un déploiement plus précoce par rapport au scénario PAC dans les deux cas (Cf. Fig. 78).

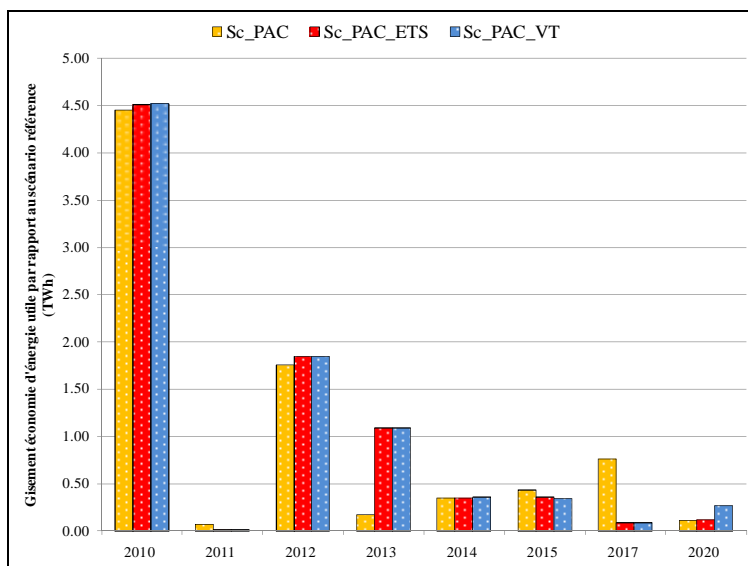


Fig. 78 : Evolution des gisements d'économies d'énergie par type de scénario.

L'obtention de résultats plus détaillés du modèle permet d'expliquer et de montrer le déploiement précoce des pompes à chaleur dans l'agroalimentaire grâce à la mise en place de taxe sur les émissions de CO₂.

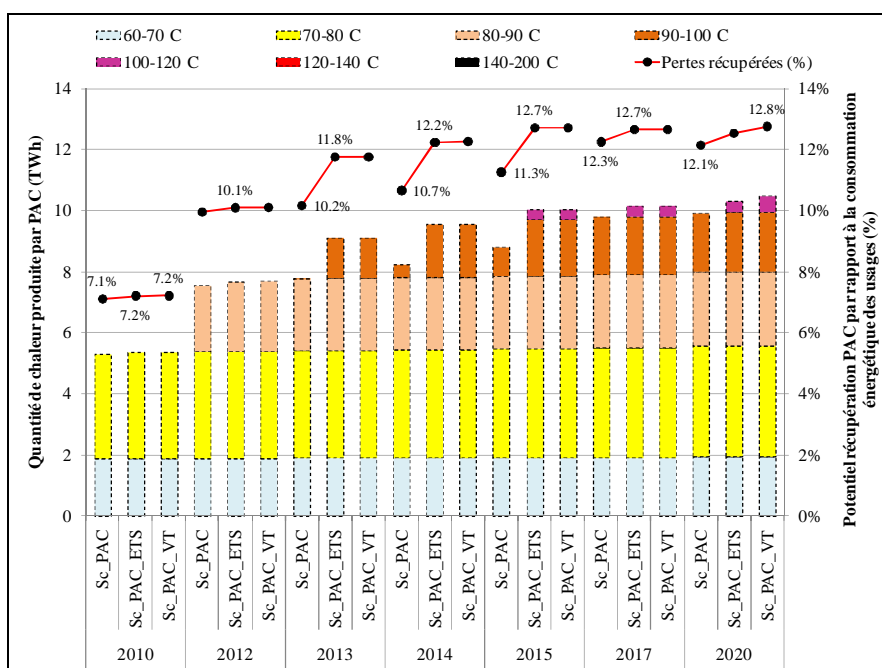


Fig. 79 : Impact valorisation du CO₂ sur le potentiel économique de récupération et de substitution des PACs dans l'industrie agroalimentaire.

La Fig. 79 montre l'évolution de la pénétration des pompes à chaleur par tranche de température et par type de scénario. Ainsi, jusqu'en 2012, le potentiel économique de récupération est quasiment identique quelque soit le niveau de taxe mis en place par rapport au scénario PAC. Cela vient du fait de la très bonne rentabilité des pompes à chaleur des deux premières tranches de températures (60-70°C & 70-80°C) qui permettent de produire la quasi-totalité des besoins en chaleur à ces températures (Cf. paragraphe §5.1.2.3 ci-dessus). Cela implique finalement que l'on observe une évolution quasi identique sur la consommation d'énergie finale sur cette période (Cf. Fig. 77). Néanmoins, au niveau des

émissions de CO₂, on constate que sur cette période, les courbes des deux niveaux de taxes sont confondues et présentent une légère baisse par rapport au scénario PAC sans taxe CO₂. Cela s'explique par une légère augmentation de 0,2% de la récupération des pertes énergétiques par les PACs permettant la substitution d'environ 91 GWh de chaleur venant des chaudières.

A partir de 2013, l'effet des taxes se fait enfin sentir sur la consommation d'énergie finale. Le surcoût engendré par ces taxations permet à quelques pompes à chaleur plus performantes des tranches de températures plus élevées d'être rentables. On observe une production supplémentaire de chaleur d'environ 1 TWh des PACs (donc 1 TWh d'économie de chaleur des chaudières) de la tranche de température 90-100°C dès 2013 dans les scénarii de taxes par rapport au scénario sans taxe. Cette économie supplémentaire provient de la substitution d'environ 0,9 TWh d'électricité (dont 67% pour le seul secteur du sucre) à 1,9 TWh de gaz naturel (dont 1,3 TWh pour le solde des IAA). Ainsi, nous constatons que les PACs de la tranche de température 90-100°C pénètrent dès 2013 à un niveau presque égal à celui du scénario PAC sans taxe de 2015. Ce qui signifie qu'on a quasiment deux ans d'avance sur la rentabilité des pompes à chaleur dans l'industrie agroalimentaire (Cf. Fig. 78). C'est ce qui explique la différenciation observée entre les courbes des scénarii PAC avec taxes et sans taxe (Sc_PAC) entre 2013 et 2015.

A partir de 2015, le besoin de chaleur à la tranche de température 90-100°C est comblé par la production des PACs dans les scénarii avec taxes. Durant cette période, le déploiement des PACs de la tranche de température 90-100°C dans le scénario Sc_PAC va se faire progressivement et rejoindre le même niveau que celle des scénarii avec taxes à partir de 2017 correspondant au niveau de besoin de l'industrie agroalimentaire. Ce qui a pour conséquence d'estomper peu à peu la différenciation qui existait avant 2015. Néanmoins, on a toujours une légère amélioration de l'efficacité énergétique supplémentaire (de l'ordre de 1%) due à l'entrée de la PAC haute température (100-120°C), devenue rentable dans le secteur de produits laitiers. C'est à partir de 2020 que l'on constate une vraie différenciation entre les deux scénarii de taxation des émissions de CO₂. En effet, en 2030, la taxation au niveau ETS est pratiquement divisée par 4 par rapport à celle du CAS alors qu'il n'y avait qu'un rapport d'environ 3 en 2020.

Finalement, à l'horizon 2020, nous atteignons un gisement d'économie d'énergie supplémentaire de 260 GWh (+0,45% par rapport au scénario PAC sans taxe) avec une taxation au niveau du marché ETS et de 410 GWh (+0,7% par rapport à Sc_PAC) avec le niveau recommandé par le CAS. Ces économies d'énergies supplémentaires ont permis une réduction supplémentaire des émissions respectivement d'environ 0,2 MtCO₂ et 0,3 MtCO₂.

Ainsi, cette analyse montre qu'il faudra des niveaux de taxes bien plus élevés pour espérer obtenir des gisements supplémentaires d'économies d'énergie plus conséquents. Et avec des taxes très élevés, même si elles incitent à des efforts, cela risque d'engendrer des distorsions de compétitivité par rapport à d'autres pays qui ne l'appliquent pas et de concurrence au sein même des activités de l'industrie diffuse en France. On voit ainsi qu'à un niveau de taxe pratiquement au triple du prix de la tonne de CO₂ observé sur le marché des permis, l'efficacité escomptée de ce mécanisme reste limitée d'ici 2020. Le modèle met ainsi en exergue une possibilité d'étude qui peut donner lieu à l'ajustement incrémentiel de la taxe par les autorités de régulation pour atteindre leur objectif d'émissions totales et d'efficacité énergétique dans les secteurs de l'industrie diffuse sur le court, moyen et long-terme.

5.2.2. Politique d'incitation dans le cadre de Certificats d'Economies d'Energie (CEE).

L'augmentation des prix de l'énergie due à la raréfaction des énergies fossiles et la prise en compte des impacts environnementaux rend inéluctable l'engagement des industriels dans une démarche de maîtrise de leurs consommations énergétiques.

C'est dans ce cadre que le dispositif des Certificats d'Economies d'Energie (CEE) a été mis en place par la loi de programme du 13 Juillet 2005 [Gouv(2005-781), 2005] fixant les orientations de la politique énergétique et reposant sur une obligation de réalisation d'économies d'énergie imposée aux fournisseurs d'énergie (aussi appelés « les obligés ») sur une période donnée. Les milieux diffus tels que l'industrie diffuse deviennent des cibles prioritaires pour les fournisseurs d'énergie car les CEE ne peuvent être obtenus sur des sites du PNAQ (Plan National d'Allocation de Quotas) pour éviter tout double comptage. Un seuil avait été fixé à 54 TWh pour la première période triennale allant du 1^{er} Juillet 2006 au 30 Juin 2009¹¹² et réparti entre ces fournisseurs d'énergie. EDF et GDF (30 TWh et 13,4 TWh respectivement) représentent près de 80% des objectifs d'économie d'énergie car ces derniers étant proportionnels aux ventes d'énergie. La non-atteinte de ces objectifs est synonyme d'une pénalité de 20 €/MWh cumac¹¹³ au terme des 3 ans. Pour cette 1^{ère} période du dispositif, l'objectif a été largement atteint (environ 65 TWh). Un nouvel objectif correspondant à une multiplication par six des ambitions de la première période, a été fixé pour la seconde période triennale¹¹⁴ (1^{er} janvier 2011-31 Décembre 2013) [MEDD¹¹⁵, 2011]. Cependant, à la différence de la 1^{ère} période, la liste des obligés et les arrêtés individuels d'obligation d'économies d'énergie seront connus qu'en fin de période.

Liberté et créativité sont donc laissées aux vendeurs d'énergie pour choisir les actions qu'ils vont entreprendre. Ils peuvent amener leurs clients à réaliser des économies d'énergie en leur apportant des informations sur les moyens à mettre en œuvre, avec des incitations financières en relation avec des industriels. C'est dans ce cadre que s'insère notre analyse en étudiant l'impact d'une prime pour l'acquisition d'un équipement tel que la pompe à chaleur sur les économies d'énergies dans les secteurs de l'industrie diffuse tels que l'industrie agroalimentaire.

Cette analyse nous permet ainsi d'observer l'évolution d'une prime sur l'acquisition d'une pompe à chaleur avec les gisements d'économies d'énergie, et d'en déduire les économies supplémentaires et leurs surcoûts par rapport au cas sans prime (Sc_PAC) que nous avons vu auparavant. L'évaluation de ces surcoûts inhérents aux économies par industrie et si possible par sous secteur, peut servir de référence par rapport à la pénalité fixée. Elle peut constituer ainsi une aide à la décision importante pour cette nouvelle période triennale du dispositif des CEE pour les obligés.

¹¹² Décret n° 2006-603 du 23 mai 2006 relatif aux certificats d'économies d'énergie.

¹¹³ Les obligations et les actions d'économies d'énergie sont comptabilisées en kWh cumac d'énergie finale, « cumac » étant la contraction de « cumulé et actualisé ». Le taux d'actualisation considéré pour les CEE est de 4%. [Source ADEME]

¹¹⁴ Décret n° 2010-1663 du 29 décembre 2010 relatif aux obligations d'économies d'énergie dans le cadre du dispositif des certificats d'économies d'énergie.

¹¹⁵ Ministère de l'Ecologie et du Développement Durable.

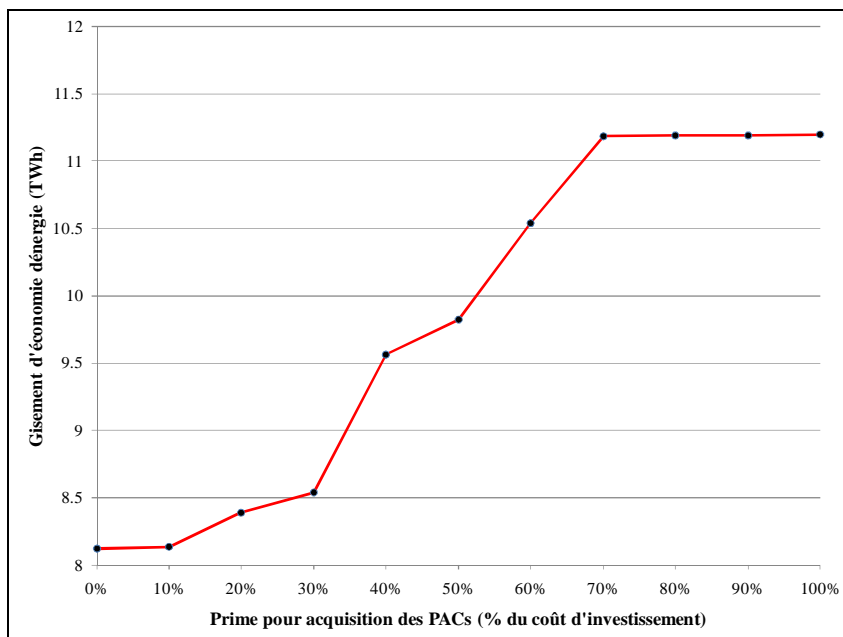


Fig. 80 : Impact de la prime sur l'investissement des PACs sur le gain supplémentaire d'économies d'énergie dans l'agroalimentaire à l'horizon 2020.

Le résultat de la Fig. 80 montre que nous pouvons atteindre un gisement supplémentaire maximal d'économies d'énergie d'environ 3,1 TWh par rapport au scénario PAC sans prime en 2020 dans l'industrie agroalimentaire. On constate que ce maximum est atteint à partir d'une prime correspondant à 70% le coût d'investissement des PACs. La mise en place d'une prime jusqu'à un niveau de 10% n'engendre quasiment pas d'économies d'énergie supplémentaire (seulement +12 GWh).

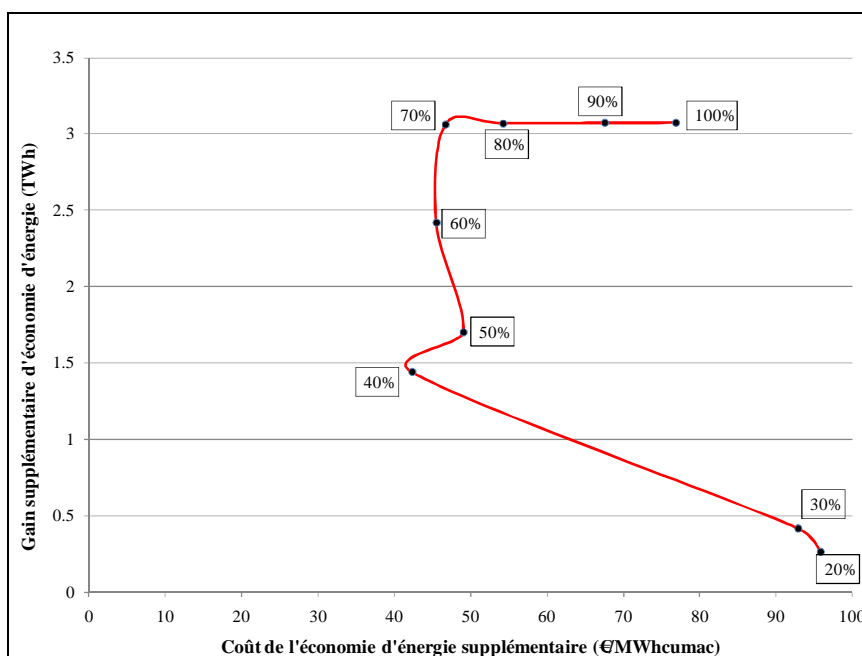


Fig. 81 : Evolution des gains supplémentaire d'économies et leurs coûts pour chaque niveau de prime dans l'agroalimentaire à l'horizon 2020.

Cette évolution des gisements nous permet de déduire de notre modèle le coût correspondant à chaque niveau de gisement supplémentaire. Ainsi, nous observons sur la Fig. 81 qu'avec des primes de 20% et

30 % du coût d'investissement où on atteint respectivement environ 265 GWh et 420 GWh de gisement supplémentaire, les coûts du MWh cumac¹¹⁶ restent élevés et sont de l'ordre de 90-95 €/MWh cumac (Rappelons que pour une prime de 10%, le coût du MWh cumac est de l'ordre de 995€/MWh cumac à cause du très faible gisement supplémentaire de 12 GWh obtenu). **Il faudra un niveau de prime de 40% du coût d'investissement pour que le coût du gisement supplémentaire soit minimal et de l'ordre de 42 €/MWh cumac avec un gisement supplémentaire d'environ 1,44 TWh.** Cette baisse du coût du gisement supplémentaire s'explique par la forte pente à partir de 30% de prime. A 50% de prime, le coût augmente (49 €/MWh cumac) car l'économie d'énergie supplémentaire par rapport à une prime de 40% est faible pour le surcoût d'investissement effectué. Par la suite, la courbe des coûts reprend son allure avec une baisse des coûts jusqu'au gisement maximal supplémentaire d'environ 3,1 TWh à 70% de prime. Ce qui correspond à un coût de gisement supplémentaire d'environ 46,75 €/MWh cumac. Les résultats montrent ainsi qu'à partir de 70% de prime, le coût ne fait qu'augmenter puisque le gisement maximal possible a été déjà atteint.

Ainsi cette vision des coûts au niveau agrégée de l'agroalimentaire, montre que le coût minimal que l'on pourrait atteindre serait de l'ordre de 42 €/MWh cumac soit plus de deux fois la pénalité fixée pour environ 1,5 TWh. Cela implique donc que finalement, les gisements supplémentaires prouvés ne semblent pas intéressants sur le plan financier.

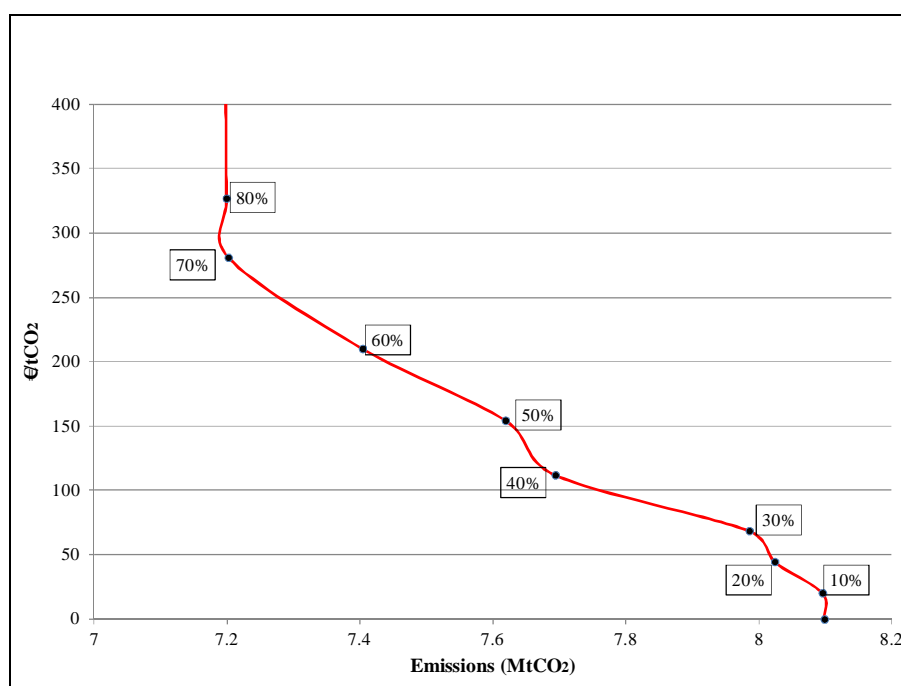


Fig. 82 : Evolution coût marginal de réduction des émissions de CO₂ avec la prime d'acquisition des PACs dans l'agroalimentaire à l'horizon 2020.

L'évolution du coût de la tonne de CO₂ supplémentaire évité par rapport au scénario PAC sans prime est représentée sur la Fig. 82. Cela permet ainsi d'avoir une comparaison avec les évolutions de taxes CO₂ étudiées dans le paragraphe précédent. En effet, nous constatons qu'il faudrait des primes entre 35 et 40% pour qu'on atteigne quasiment les mêmes résultats des scénarii de taxations étudiés dans le paragraphe précédent. Ainsi, ces niveaux de primes correspondent à des coûts de réduction supplémentaire de la tonne de CO₂ de l'ordre de 90-110 €/tCO₂. Ainsi, comme nous l'avons conclu dans le paragraphe précédent, la Fig. 82 montre bien qu'il faudra des niveaux de taxations bien plus élevés pour

¹¹⁶ « cumac » est la contraction de « cumulé et actualisé ».

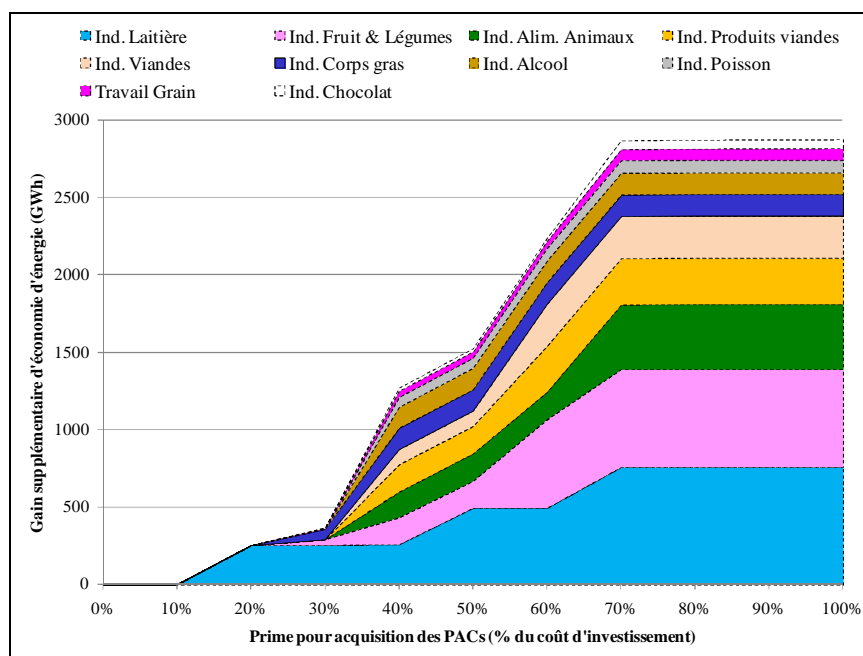
espérer obtenir des gisements d'économies d'énergie supplémentaires. Par exemple, il faudra fixer une taxe sur les émissions de l'ordre de 142 €/tCO₂ pour avoir un gisement supplémentaire d'environ 1,5 TWh correspondant à une prime de l'ordre de 40% du coût d'investissement des PACs.

La structure TIMES pour l'industrie diffuse que nous avons construite, permet aussi d'affiner nos analyses de coûts au niveau de nomenclature le plus détaillé possible et ainsi vérifier si ce résultat est relatif aussi à tous les sous secteurs de l'agroalimentaire. Cette flexibilité nous permet de présenter les gisements supplémentaires obtenus en fonction du niveau de prime pour tous les sous secteurs de l'agroalimentaire sur la Fig. 83 ci-dessous.

Nous tenons à préciser que contrairement à la Fig. 81, nous avons uniquement représenté le gisement supplémentaire par rapport au scénario sans prime Sc_PAC pour permettre une meilleure lecture des deux graphes. De plus, nous avons subdivisé la représentation en deux graphes : des sous secteurs à plus forts gisements supplémentaires (graphe du haut) aux sous secteurs à plus faibles gisements (graphe du bas).

Nous voyons ainsi que les 5 sous secteurs suivants : secteur laitier (NACE 155), les fruits & légumes (NACE 153), Fabrication d'aliments pour animaux (NACE 157), Fabrication produits à base de viandes (NACE 1513) et secteur de production de viandes (NACE 1511 & 1512), représentent à eux seuls près de 80% des gisements supplémentaires avec respectivement 25%, 20,5%, 14%, 10% et 9%.

A l'inverse, on remarque qu'il n'y a pas de gisements supplémentaires observés quelque soit le niveau de prime pour l'acquisition des PACs pour les secteurs des produits amylacés (NACE 1562) et le secteur des autres industries alimentaires (NACE 1587, 1588 & 1589). Par contre, presque tous les autres sous secteurs sont en dessous de 3% du gisement total supplémentaire de l'agroalimentaire.



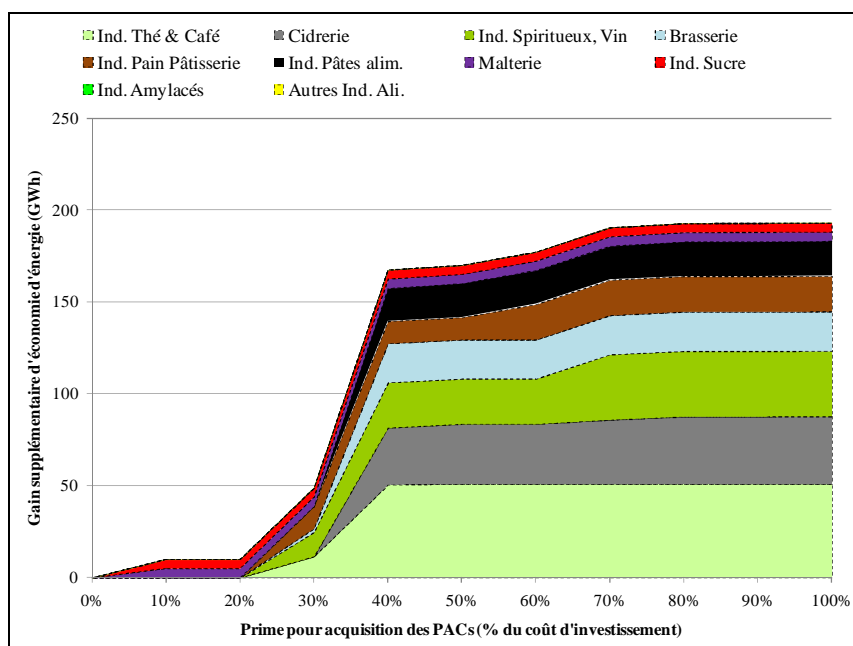


Fig. 83 : Désagrégation de l'impact de la prime sur l'investissement des PACs sur le gain supplémentaire d'économies d'énergie par sous-secteur par rapport au scénario Sc_PAC en 2020.

Les trois graphes de la Fig. 84 ci-dessous nous donnent alors la différenciation des coûts des gisements par niveau de prime pour tous les sous secteurs de l'industrie agroalimentaire. Hormis les secteurs des produits amylacés (NACE 1562) et le secteur des autres industries alimentaires (NACE 1587, 1588 & 1589), nous n'avons pas représenté le secteur du sucre du fait de coûts très élevés.

Prenons l'exemple de la courbe du secteur laitier dans le 1^{er} graphe de la Fig. 84 pour mieux comprendre les évolutions de toutes les autres courbes de coûts. Chaque point de la courbe du secteur laitier correspond au coût de l'économie supplémentaire d'énergie (€/MWh cumac) en fonction de la quantité d'économie d'énergie supplémentaire pour un niveau de prime pour acquisition des PACs (les primes sont par palier supplémentaire de 10%). Ainsi cela revient à une représentation de 3 abscisses (coût, gain supplémentaire et prime pour acquisition des PACs) sur deux dimensions. Pour une prime de 20% du coût d'investissement des PACs¹¹⁷, on atteint un gain supplémentaire d'économie d'énergie d'environ 254,5 GWh pour un coût d'environ 24,9 €/MWh cumac. Jusqu'à 40% de prime (3^{ème} point de la courbe), on a quasiment pas de gisement supplémentaire, ce qui explique que le coût des économies d'énergies augmente jusqu'à atteindre environ 54 €/MWh cumac. Cependant, à 50% de prime, on a presque doublé le gisement supplémentaire d'économie d'énergie. Ce gap permet ainsi d'obtenir un coût des économies plus faible de l'ordre de 38,4 €/MWh cumac. Ce gisement reste constant même à un niveau de prime à 60%, ce qui explique encore une fois juste l'augmentation du coût des économies. Et enfin à 70% de prime, on atteint le maximum de gisement supplémentaire qu'on peut observer dans le secteur laitier de l'ordre de 759,2 GWh pour un coût légèrement inférieur à 42,3 €/MWh cumac. Par la suite la courbe reste horizontale puisque le maximum est atteint quelque soit la prime d'acquisition, ce qui explique que le coût des économies augmente. Cette analyse permet ainsi de mieux comprendre la forme en Z inversée des courbes de coûts. Elle permet au décideur d'avoir une meilleure visibilité pour un niveau de coût d'économie d'énergie donnée dans un secteur donné, le niveau de prime d'acquisition des PACs et le niveau de gain supplémentaire optimaux. La courbe de l'industrie Viandes en est une illustration. En effet, il serait plus intéressant de mettre en place un ni-

¹¹⁷ A 10% de prime, le gisement d'économie d'énergie supplémentaire est négligeable dans l'industrie laitière puisqu'il est de l'ordre de 1,7 GWh. Ainsi, nous avons préféré ne pas représenter ce point pour une meilleure visibilité.

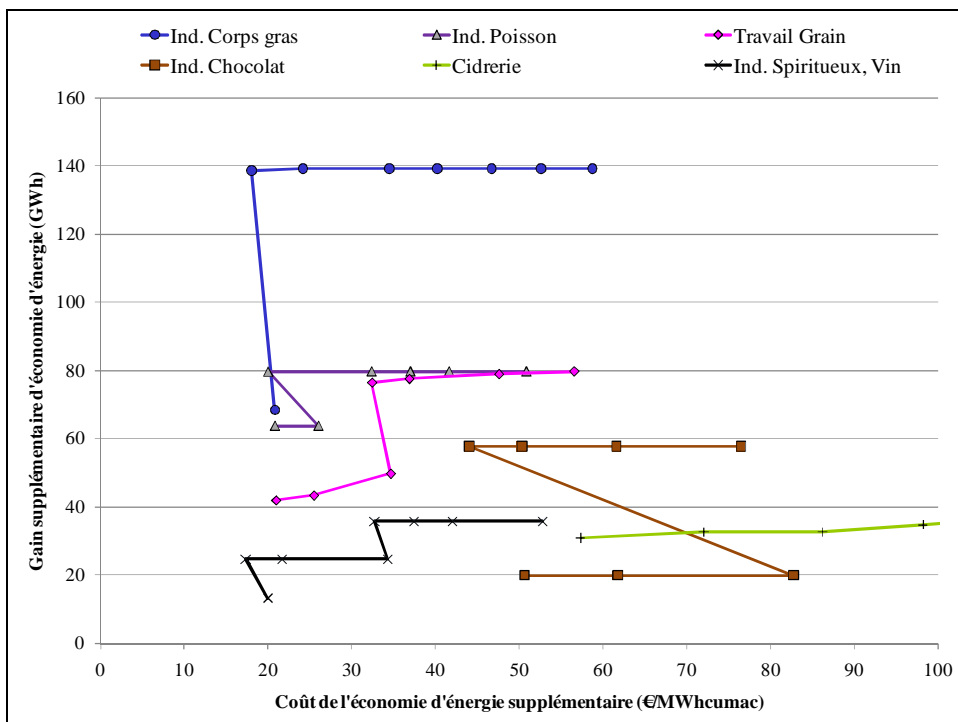
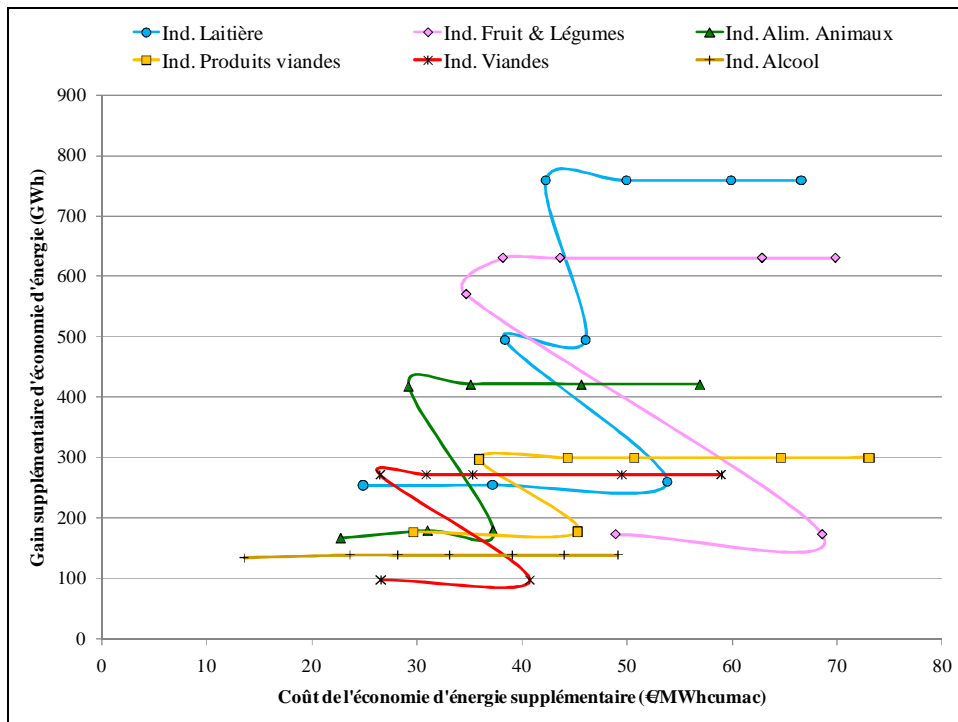
veau d'acquisition des PACs de 40% plutôt que 10%, puisqu'à quasiment le même niveau de coût (une différence d'environ 2 €/MWh cumac), on a presque triplé le gain supplémentaire d'économie d'énergie.

Comme nous l'avons susmentionné, pour le secteur du sucre, on atteint déjà le maximum de gisement supplémentaire à un niveau de prime de 10%. Ce gisement n'est que de l'ordre de 4,9 GWh pour un coût de l'ordre de 300 €/MWh cumac.

Une autre analyse serait de savoir le gisement supplémentaire d'économie dans l'industrie agroalimentaire si on fixe un niveau de coût des économies en rapport avec les pénalités stipulées auparavant. On constate que nous pouvons atteindre respectivement des gisements supplémentaires d'économies d'énergie de l'ordre de 135 GWh, 80 GWh, 68,5 GWh, 50 GWh, 25 GWh pour le secteur de production d'alcool (NACE 159A & 1592), l'industrie du poisson, le secteur des corps gras (NACE 154), le secteur de transformation du thé et café (NACE 1586) et le secteur de fabrication de spiritueux et vin (NACE 159B & 1593 & 1595) avec des coûts respectifs de 13,6 €/MWh cumac, 20 €/MWh cumac, 18 €/MWh cumac, 17,4 €/MWh cumac et 17,3 €/MWh cumac. **Ce qui permet de dire que l'on peut atteindre au total 278,5 GWh avec un coût en dessous de la pénalité de 20 €/MWh cumac fixée.**

Cependant, **si nous supposons un durcissement de la pénalité à environ 30 €/MWh cumac, nous pouvons prétendre atteindre un gisement supplémentaire de l'ordre de 1,11 TWh** dispatché respectivement dans les secteurs suivants :

- 254,5 GWh pour le secteur laitier (NACE 155) à environ 24,9 €/MWh cumac
- 166,4 GWh pour fabrication aliments pour animaux (NACE 157) à 22,8 €/MWh cumac,
- 177 GWh pour le secteur des produits à base de viandes (NACE 1513) à 29,7 €/MWh cumac
- 135 GWh pour le secteur de production d'alcool (NACE 159A & 1592) à 13,6 €/MWh cumac,
- 98 GWh pour l'industrie des viandes (NACE 1511 & 1512) à 26,6 €/MWh cumac
- 80 GWh pour l'industrie du poisson à 20 €/MWh cumac
- 68,5 GWh pour le secteur des corps gras (NACE 152) à 18 €/MWh cumac
- 50 GWh pour le secteur de transformation du thé et café (NACE 1586) à 17,4 €/MWh cumac
- 42 GWh pour le secteur de travail des grains (NACE 1561) à 21 €/MWh cumac
- 25 GWh pour le secteur de production de spiritueux et vin (NACE 159B, 1593 & 1595) à 17,3 €/MWh cumac
- Et 12 GWh pour le secteur de pain, pâtisserie et biscuiterie (NACE 1581 & 1582) à 28,3 €/MWh cumac.



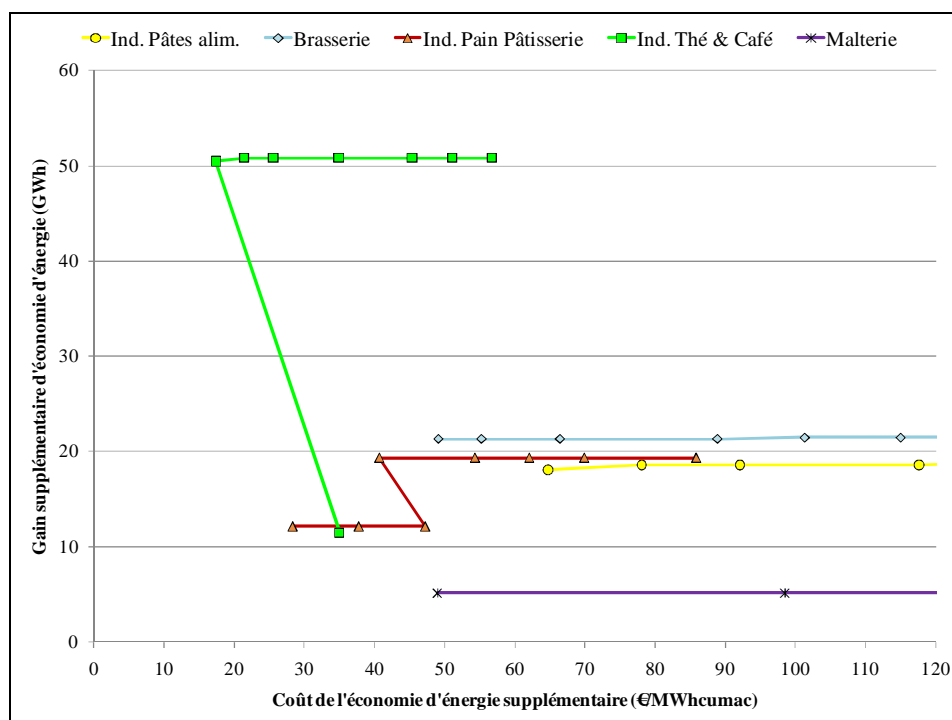


Fig. 84 : Evolution du coût des gisements supplémentaires d'économies d'énergie par sous secteur en 2020.

Ces coûts différenciés par sous secteurs sont les coûts minimaux constatés, néanmoins ces derniers n'ont pas été obtenus pour les mêmes niveaux de primes qui diffèrent aussi pour chaque sous secteur de l'agroalimentaire.

Ce résultat met bien en exergue l'importance d'une analyse désagrégée dans l'industrie diffuse à travers l'étude de l'agroalimentaire. Les résultats de coûts différenciés au niveau sectoriel le plus désagrégé, obtenus grâce au modèle industrie diffuse, sont un bon outil d'aide à la décision pour inciter des investissements de technologies MDE dans tout grand secteur de l'industrie diffuse et un meilleur criblage de ses sous secteurs.

5.3. Analyse de sensibilité de notre modèle TIMES-industrie diffuse sur l'implantation des PACs dans l'agroalimentaire.

5.3.1. Influence du choix du taux d'actualisation

Dans les scénarii précédents, nous avons supposé un taux d'actualisation à 10% dans le cadre d'un investisseur privé. Dans cette partie, une analyse de sensibilité sur ce taux d'actualisation est effectuée afin d'étudier son influence sur le potentiel des PACs dans l'agroalimentaire à l'horizon 2020. Ainsi nous avons donc baissé ce taux au niveau de celui préconisé par le CAS à 4% pour des investissements publics.

L'analyse de sensibilité du taux d'actualisation dans l'agroalimentaire est subdivisée en trois groupes de secteurs : le secteur du lait (NACE 155), le secteur du sucre (NACE 1583) et le reste de l'agroalimentaire (Cf. Fig. 89). Le taux d'actualisation à 4% modifie l'évolution du mix de la consommation énergétique finale dans le secteur du lait alors que cette influence est minime dans le secteur du sucre et quasi inexistante dans le reste de l'industrie agroalimentaire.

Dans le secteur du lait, on constate que la baisse du taux d'actualisation n'affecte que l'évolution du mix énergétique dans la consommation sous chaudière (SC) et du choix des technologies chaudières jusqu'en 2015. En effet, elle induit la pénétration d'une cogénération au gaz (ILAECHPCBPLGASN) et d'une chaudière au fioul lourd (ILAEHLPTFOLN02) à partir de 2007 à la place des nouvelles chaudières au gaz installées (ILAEHPLTGASN02 & ILAEHPLTGASN05) avec un taux à 10% (Cf. Fig. 86). Cela explique la substitution de 0,55 TWh de gaz naturel supplémentaire à environ 0,50 TWh d'achats d'électricité en 2010 du fait de la production d'électricité de la cogénération. La consommation supplémentaire de gaz naturel permet la substitution d'une partie des achats d'électricité car plus rentable de produire de l'électricité à partir de la cogénération avec l'état des prix énergétiques (prix du gaz naturel (30 €/MWh) est quasiment deux fois moins cher que celui de l'électricité (57 €/MWh) en 2010)¹¹⁸. La baisse de ce taux à 4% permet à la chaudière fioul lourd d'être plus compétitive par rapport aux pompes à chaleur mais aussi par rapport aux chaudières gaz en appoint de production de vapeur du fait de la forte montée des prix du gaz (+6,3% par an) par rapport au prix de l'électricité (+1,3% par an) entre 2010 et 2012¹¹⁹. Ainsi, jusqu'en 2014, ces technologies de production de vapeur induisent une diminution des économies d'énergie que l'on peut observer sur la Fig. 85.

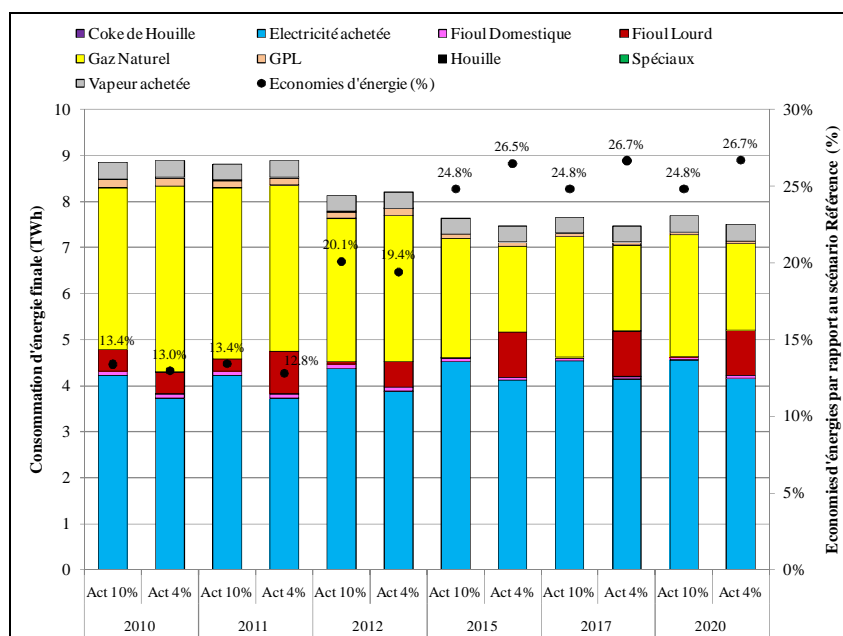


Fig. 85 : Impact du taux d'actualisation sur la consommation énergétique finale du Lait (NACE 155).

Cependant, l'importance des économies d'énergie s'inverse à partir de 2015 avec le déploiement des pompes à chaleur hautes températures (100-120°C), favorisé par cette contrainte sur les investissements, devenant ainsi plus rentables dans la production de vapeur par rapport aux chaudières dans le secteur du lait (Cf. Fig. 86). Les prix du gaz et du fioul lourd ont poursuivi leur hausse sur le même taux de croissance que la période précédente (respectivement +6,3% par an et 5,9% par an) entre 2012 et 2015. Le rapport du prix de l'électricité par rapport au prix du gaz naturel et celui du fioul lourd passe ainsi respectivement de 1,7 à 1,48 et de 1,85 à 1,62 entre 2012 et 2015. Une baisse du taux d'actualisation à 4% serait avantageuse lorsque les prix des énergies atteignent les niveaux susmen-

¹¹⁸ Même si l'on constate une forte hausse du prix du fioul lourd (+12%) entre 2010 et 2012, le niveau de prix atteint en 2012 permet à la chaudière fioul lourd d'être plus compétitive.

¹¹⁹ La forte hausse du prix du gaz naturel liée à la quasi stagnation des prix de l'électricité entre 2010 et 2012 fait passer le rapport prix électricité sur prix gaz naturel de 1,9 en 2010 à 1,7 en 2012.

tionnés pour s'attendre au déploiement des PACs hautes températures (100-120°C), devenant ainsi plus compétitives que les chaudières.

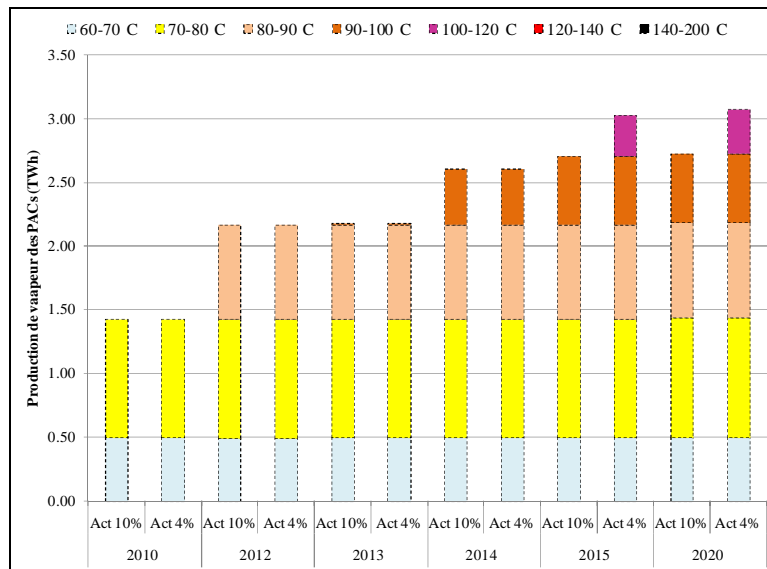
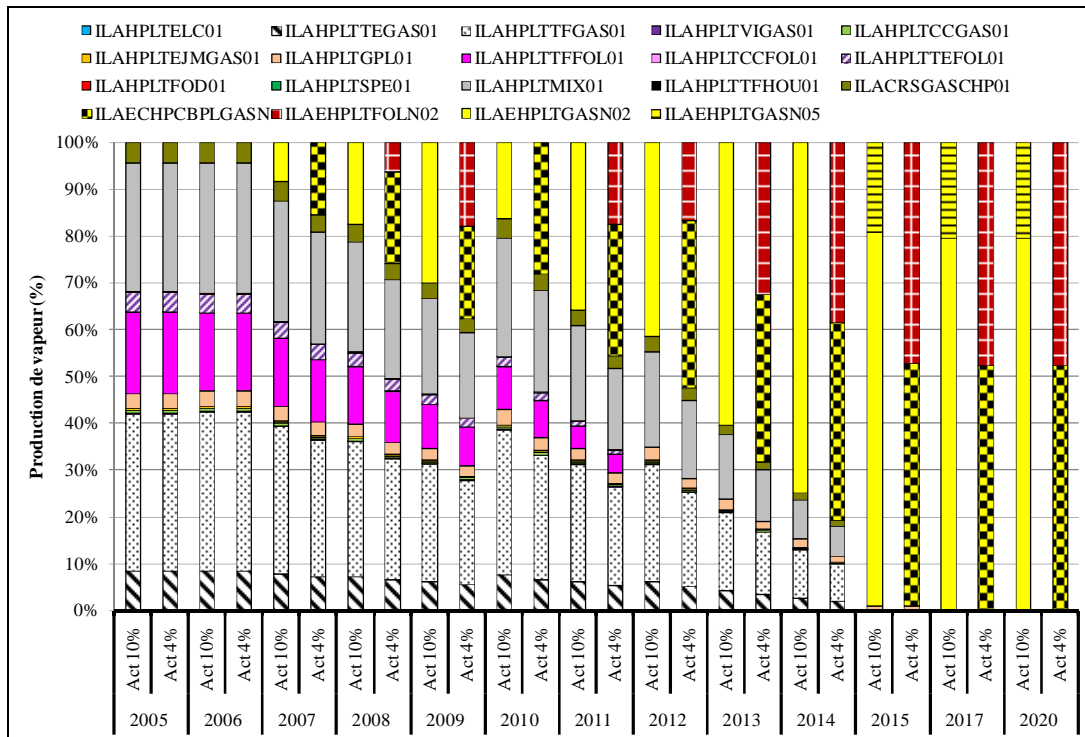


Fig. 86 : Impact du taux d'actualisation sur la consommation sous chaudière et les PACs dans le secteur laitier (NACE 155).

On observe donc des économies d'énergies de l'ordre de 27% soit 2,7 TWh avec un taux d'actualisation à 4% et d'environ 25% soit 2,5 TWh avec un taux d'actualisation à 10% à l'horizon 2020.

Dans le secteur du sucre, le déploiement des pompes à chaleur des deux plus basses températures (60-70°C & 70-80°C) en 2010 permet d'atteindre 7,2% d'économies d'énergies en 2010 soit environ 0,45 TWh par rapport au scénario tendanciel (substitution de 0,07 TWh d'électricité consommée par

les PACs à 0,52 TWh de combustibles sous chaudière [0,29 TWh de gaz naturel et de 0,23 TWh de houille]) (Cf. Fig. 87).

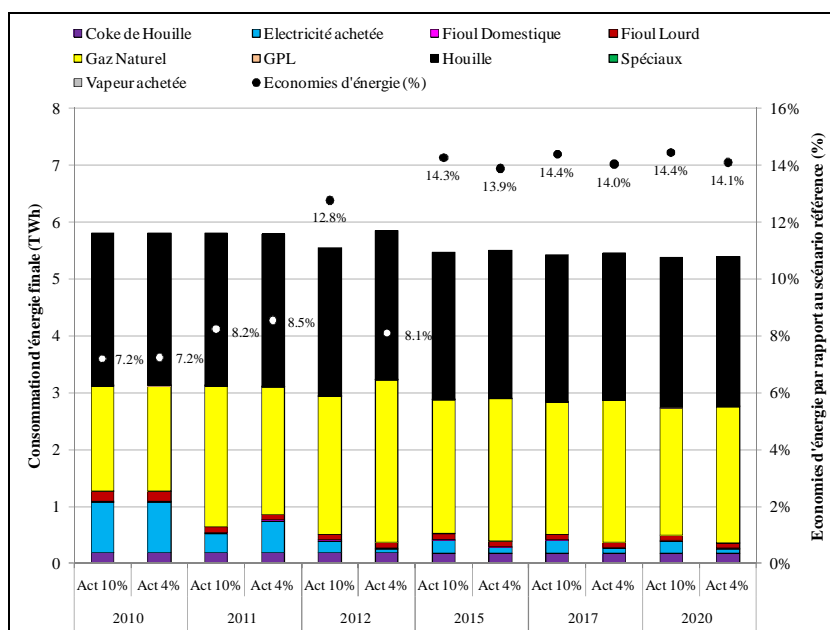
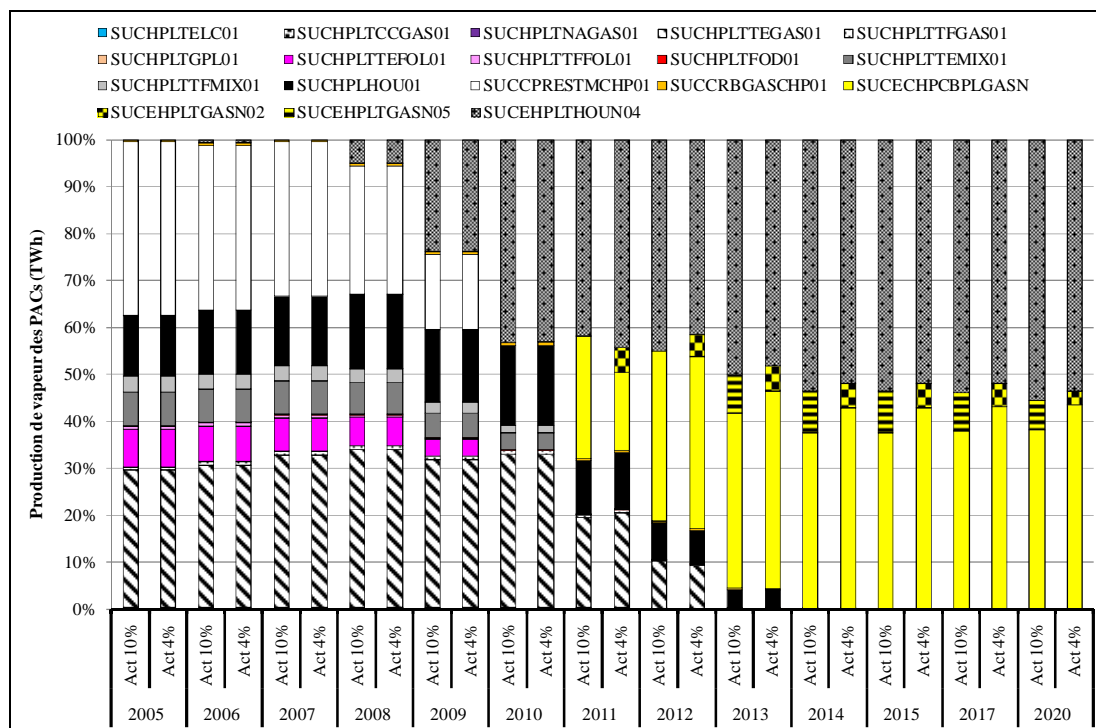


Fig. 87 : Impact du taux d'actualisation sur la consommation énergétique finale du Sucre (NACE 1583).

L'impact du taux d'actualisation ne s'observe qu'à partir de 2011 contrairement au secteur du lait vu précédemment. La baisse du taux d'actualisation favorise la substitution d'une partie de la production de vapeur de la nouvelle cogénération au gaz naturel installée (SUCECHPCBPLGASN) dans le scénario à 10% par une chaudière au gaz (SUCEHPLTGASN02) pour une meilleure optimisation des coûts au détriment des économies d'énergie (Cf. Fig. 88).



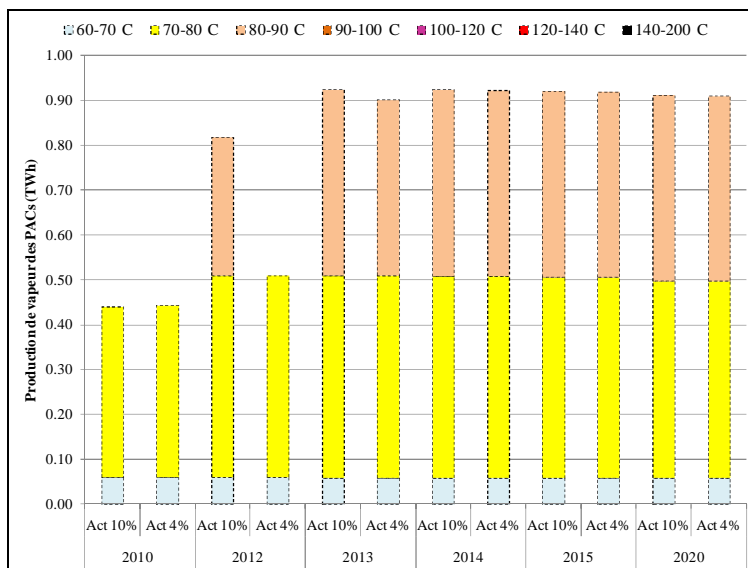


Fig. 88 : Impact du taux d’actualisation sur la consommation sous chaudière et les PACs dans le secteur sucre (NACE 1583).

Ainsi, les technologies de production de vapeur (cogénération et chaudières) deviennent plus compétitives que les PACs de la troisième tranche de température (80-90°C) lorsque le taux d’actualisation est amené à 4% contrairement au scénario à 10% jusqu’en 2012 car la comparaison des prix du gaz et de l’électricité donne l’avantage au gaz naturel. Cela induit une forte diminution des économies d’énergies en 2012 avec la diminution des achats d’électricité du fait de la cogénération. Il faudra attendre qu’on observe un rapport prix électricité sur prix du gaz passant de 1,92 à 1,83 (forte hausse des prix du gaz naturel) entre 2012 et 2013 pour que ces PACs soient plus compétitifs que les chaudières au gaz dans la production de vapeur lorsqu’on baisse le taux à 4%.

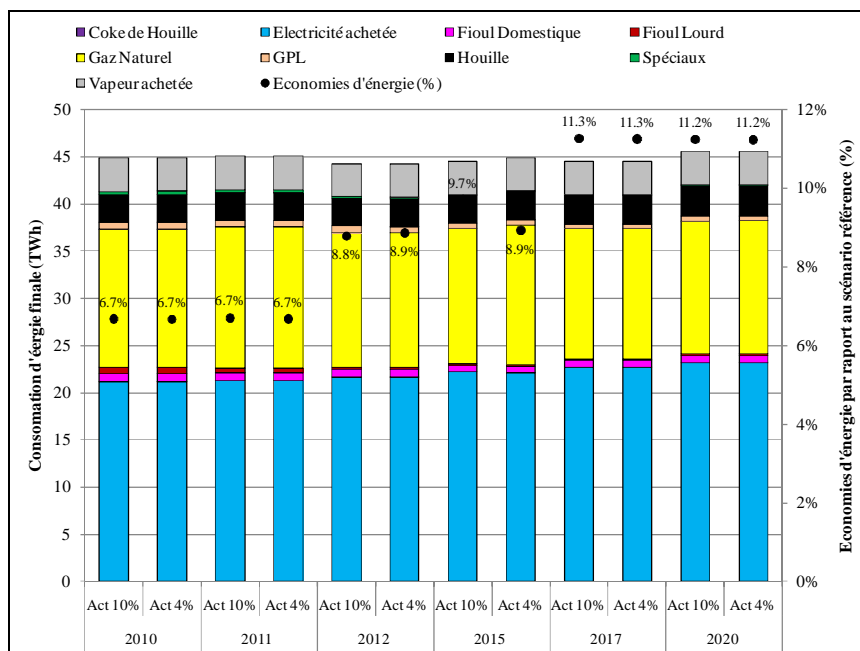
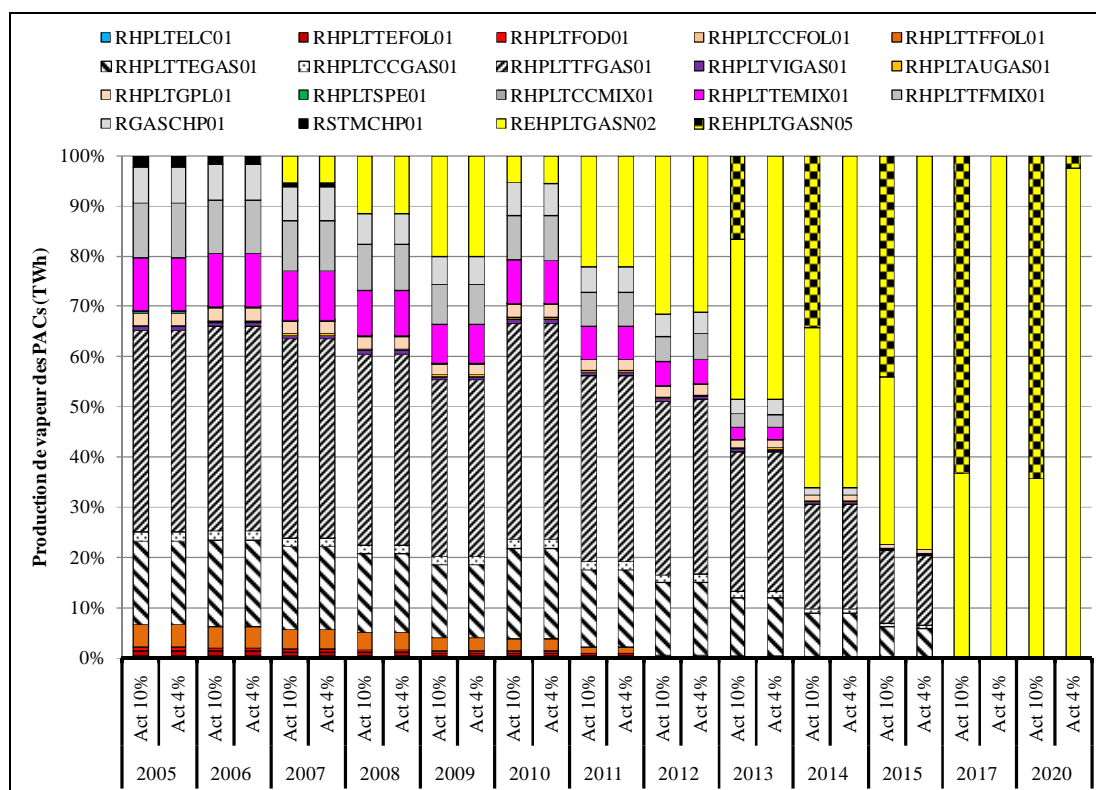


Fig. 89 : Impact du taux d’actualisation sur la consommation énergétique finale du Soldes IAA.

Par la suite, jusqu’à l’horizon 2020, malgré la baisse du taux d’actualisation, les pompes à chaleur des niveaux de températures supérieures ne sont toujours pas compétitives par rapport aux chaudières, et

ce, malgré la forte hausse du prix du gaz naturel où le rapport prix électricité sur gaz passe de 1,83 à 1,56 entre 2013 et 2020. On observe néanmoins une légère différence dans les économies d'énergie obtenues à cause de la concurrence inter technologies au gaz naturel dans la production de vapeur. **Cela permet donc de mettre en exergue qu'il faudrait des prix du gaz naturel beaucoup élevés que ceux entrés dans le modèle pour espérer atteindre les plus hautes températures avec un taux à 4% dans le secteur du sucre.**

Dans le Soldes IAA, la variation du taux d'actualisation de 10 à 4% n'influence pas le déploiement des pompes à chaleur jusqu'en 2014. Elle n'impacte aussi quasiment pas l'évolution du mix dans la consommation énergétique finale jusqu'en 2014. L'évolution du mix dans la consommation sous chaudière ne reste identique que jusqu'en 2012 malgré la forte hausse du gaz naturel où l'on passe de 1,85 à 1,68 entre les prix d'électricité et de gaz naturel (56 €/MWh pour l'électricité et 30 €/MWh pour le gaz en 2010). La baisse de ce taux d'actualisation favorise la pénétration d'une chaudière supplémentaire au gaz naturel dans la production de vapeur à partir de 2013 (Cf. Fig. 90). En 2015, la poursuite à la hausse des prix du gaz naturel (on passe de 1,59 en 2013 à 1,45 en 2015 entre les prix d'électricité et de gaz) ne permet toujours pas aux pompes à chaleur des niveaux de température 90-100°C de pénétrer les secteurs contrairement au scénario à 10%. Cela s'explique par le fait qu'à ces niveaux de prix, les chaudières restent les plus compétitives dans la production de vapeur à 4% de taux d'actualisation. Ainsi, cette différence induit une diminution des économies d'énergie dans le Soldes IAA en 2015 (Cf. Fig. 90). Il faudra attendre que le prix du gaz évolue de tel sorte qu'on passe 1,45 en 2015 à 1,43 en 2016 pour que ces pompes à chaleur (90-100°C) deviennent compétitives à un taux à 4%, soit un an an plus tard. C'est pourquoi on n'observe pas d'économies d'énergie supplémentaire à partir de 2017 jusqu'en 2020.



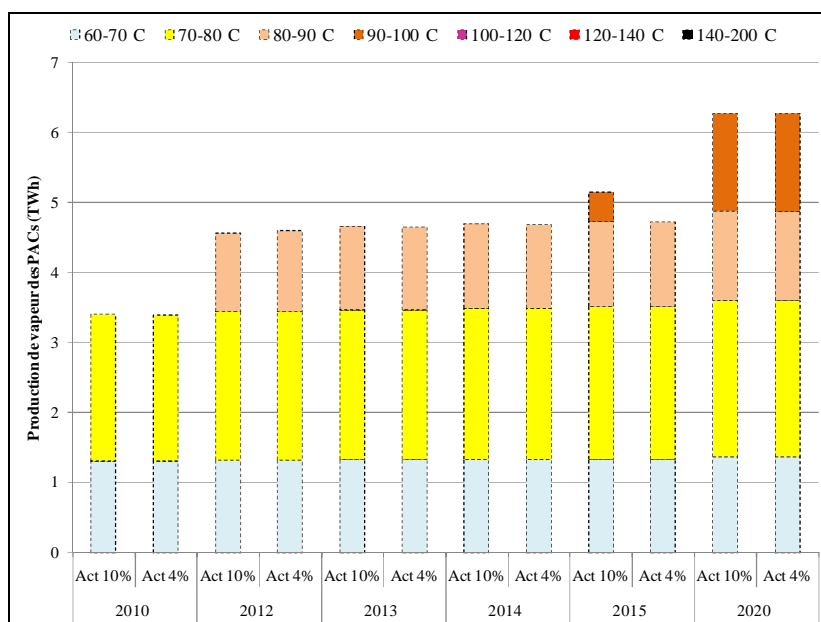
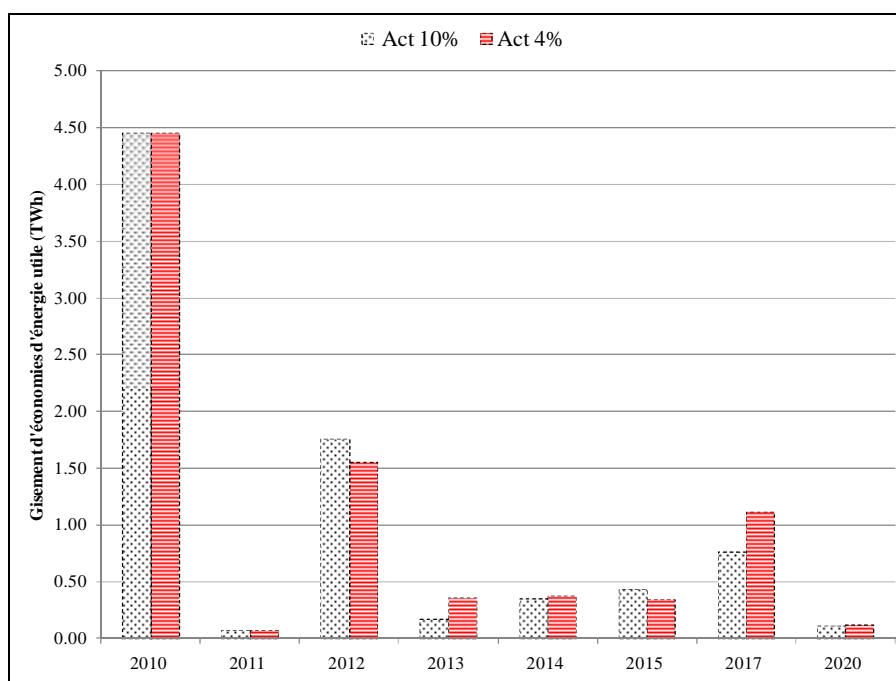


Fig. 90 : Impact du taux d'actualisation sur la consommation sous chaudière et les PACs dans le Soldes IAA.

Finalement, on atteint un gisement d'économie d'énergie totale d'environ 8,4 TWh avec un taux d'actualisation de 4%, soit une hausse de 3% par rapport au gisement avec un taux d'actualisation à 10%¹²⁰ à l'horizon 2020 dans l'agroalimentaire. Cependant, on constate des efforts de réduction des émissions de CO₂ moindre qui s'explique par la pénétration de chaudière fioul lourd ou de cogénération gaz naturel dans les secteurs laitier et du sucre allié au décalage de compétitivité des PACs avec le choix d'un taux d'actualisation dans l'optique d'un décideur public (Cf. Fig. 91).



¹²⁰ Ce gisement est évalué à 8,1 TWh (Cf. §5.1.3).

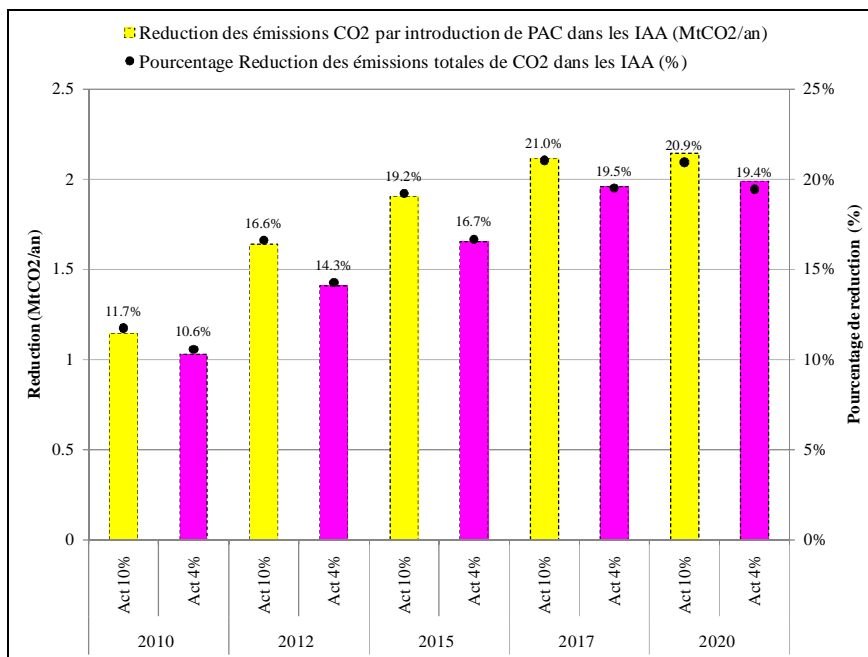


Fig. 91 : Impact du taux d'actualisation sur les gisements d'économies d'énergie utile et les émissions de CO₂ dans l'agroalimentaire.

L'importance du potentiel de récupération des PACs à un taux d'actualisation de 4 % s'inverse à partir de 2015 par rapport au taux à 10% comme on l'a observé dans les sous regroupements effectués (Cf. Fig. 92). Cela provient du fait du décalage dans le déploiement des PACs reflétant les objectifs de chaque investisseur (privé ou public). En effet, les investisseurs privés sont dans l'optique d'un temps de retour sur investissement de l'ordre de 2 à 3 ans maximum alors qu'au niveau public, on considère une durée de vie économique équivalente à la durée de vie technique des technologies donc longue (20 ans ici pour les PACs).

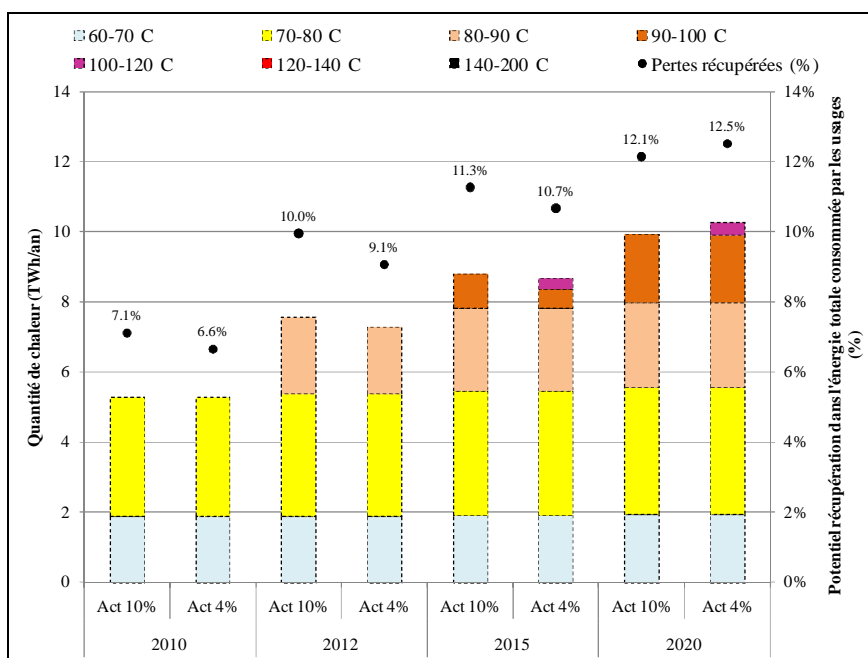


Fig. 92 : Evolution du potentiel de récupération et de production des PACs en fonction du taux d'actualisation.

Ce modèle industrie diffuse constitue une aide à la décision sur le choix du taux d'actualisation adéquat dans la mise en place de projets MDE en se basant sur les évolutions des prix des énergies afin de favoriser leur pénétration.

Dans le paragraphe suivant, nous analysons les risques liés aux variations du prix du gaz naturel, vu que la substitution comme nous l'avons montré auparavant se fait sur le gaz majoritairement dans l'industrie agroalimentaire.

5.3.2. Influence de l'évolution du prix du gaz naturel

Dans les analyses précédentes, nous avons constaté que le déploiement des pompes à chaleur dans l'industrie agroalimentaire induit la substitution de l'électricité par rapport au gaz naturel majoritairement. Cela s'explique par le fait qu'il soit le principal combustible consommé sous chaudière avec environ 75% de la consommation énergétique totale sous chaudière. Ainsi, nous sommes amenés à étudier les risques liés aux variations du prix du gaz sur l'implantation des PACs dans l'agroalimentaire.

Le marché international du gaz naturel n'est pas un marché unifié mais un marché segmenté en trois zones géographiques distinctes dans lesquelles la formation des prix obéit à des logiques différentes : le marché nord-américain, le marché européen et le marché asiatique.

Le marché européen du gaz est aujourd'hui dans une situation duale, avec d'un côté des prix spots directs sur le marché britannique et de l'autre des prix directement indexés sur les produits pétroliers sur le continent. L'Union Européenne est très dépendante des importations de gaz (près de 60% du gaz qu'elle consomme), pour la plupart dans le cadre de contrats à long-terme en raison du coût élevé des investissements de transport sur longue distance (environ 80% du gaz importé) [AIE(WEO), 2009]. Cette dépendance devrait s'accroître dans le futur [Percebois, 2009]. Ainsi, la projection des prix du gaz naturel du scénario référence du World Energy Outlook 2010 de l'AIE, repose sur l'hypothèse que le ratio prix gaz et prix du pétrole reste inchangé jusqu'en 2035 en restant en dessous de la moyenne observée entre 1980-2009 [AIE(WEO), 2010].

Néanmoins, l'influence grandissante des prix spots directs à l'avenir est probable du fait qu'ils soient tendanciellement plus faibles par rapport aux prix des contrats long-terme depuis quelques années. Dans ce nouveau contexte d'un prix spot directeur en Europe, des prix du gaz plus élevés sont envisageables à l'avenir du fait des tensions susceptibles d'exister sur l'offre. C'est pourquoi, nous avons donc effectué des essais normatifs en prenant des prix variables du gaz naturel volontairement pour mesurer l'impact sur la pénétration des pompes à chaleur dans l'industrie agroalimentaire à partir de 2015.

Nous considérerons six scénarii avec respectivement des augmentations de +5%, +10%, +15% et des baisses de -5%, -10% et -15% des prix du gaz naturel par rapport au scénario PAC (Sc_PAC) précédemment étudié à partir de 2015 pour tous les secteurs. La projection des prix du gaz de ce scénario, comme nous l'avons stipulé auparavant, découle des hypothèses de projections du gaz naturel du rapport WEO 2010 de l'AIE.

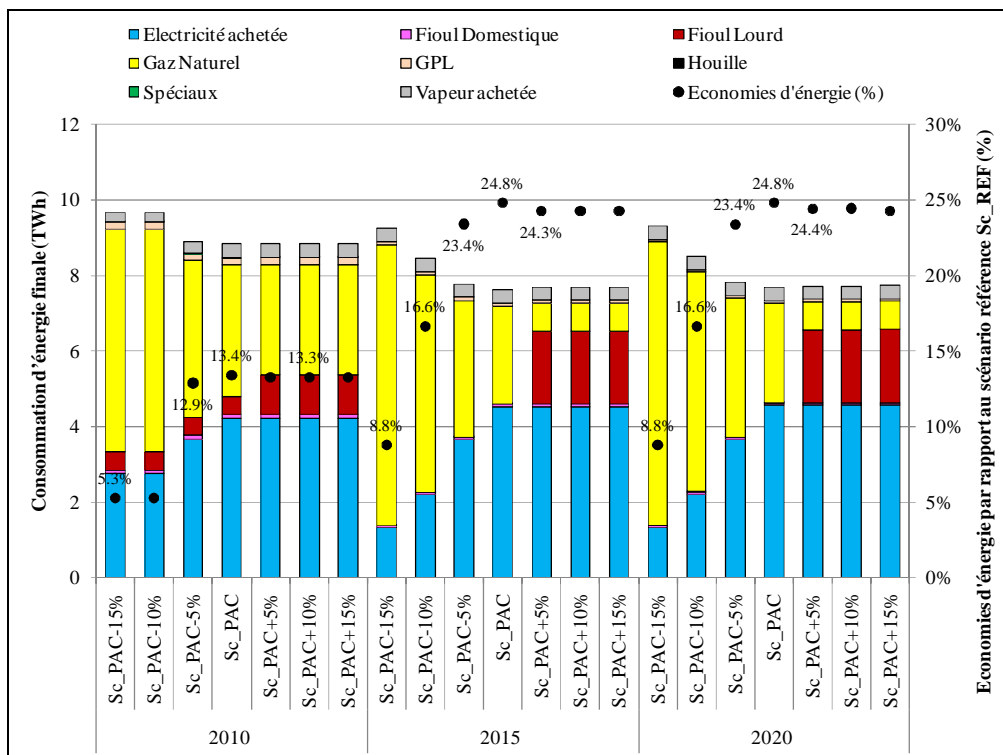


Fig. 93 : Evolution du mix des achats énergétiques dans le secteur laitier (NACE 155).

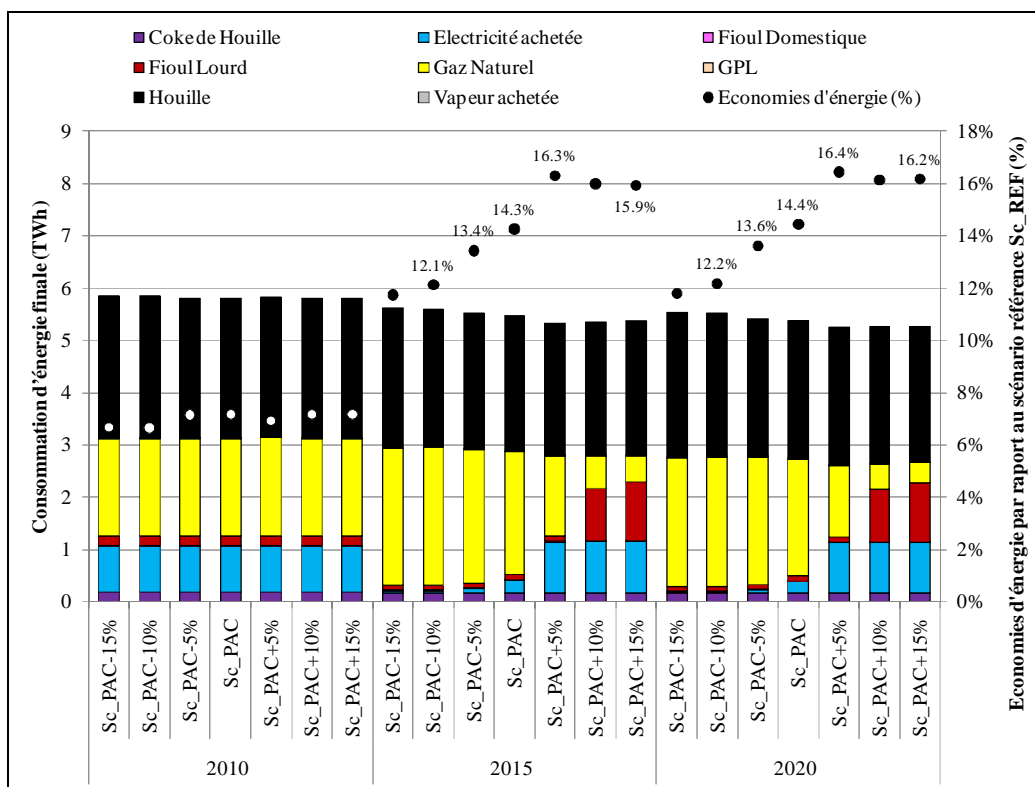


Fig. 94 : Evolution du mix des achats énergétiques dans le secteur du sucre (NACE 1583).

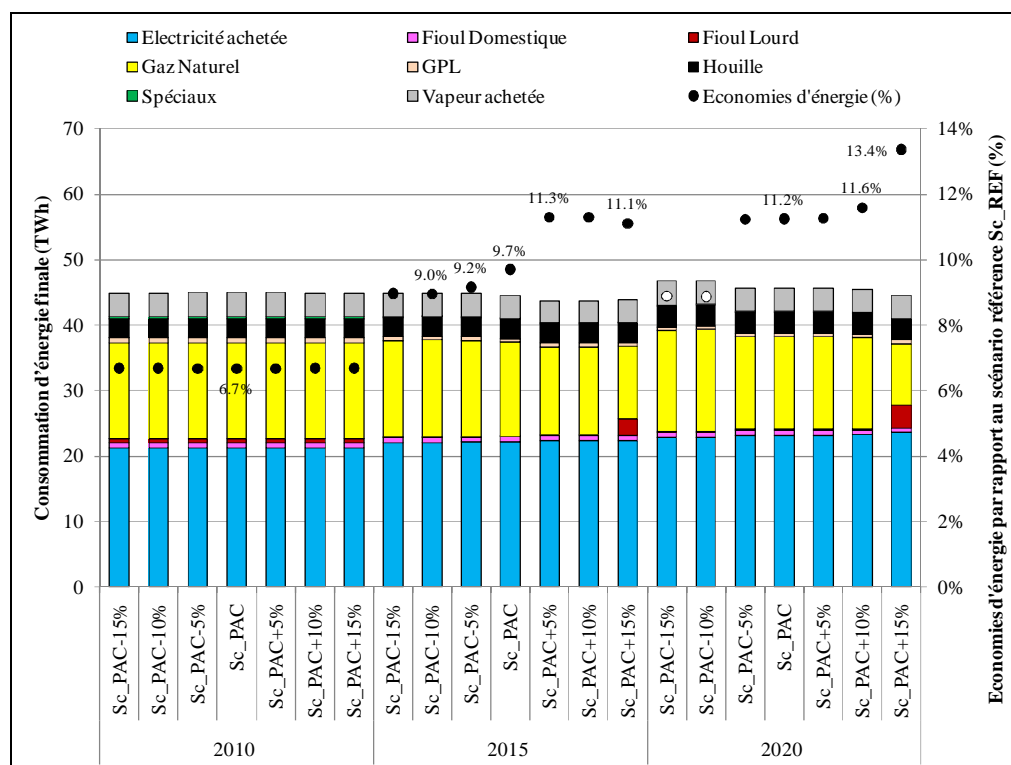


Fig. 95 : Evolution du mix des achats énergétiques dans le Soldes IAA.

L'industrie agroalimentaire a été subdivisée en trois groupes de secteurs : le secteur laitier (NACE 155), le secteur du sucre (NACE 1583) et le Soldes IAA correspondant aux secteurs restants. Les Fig. 93, Fig. 94 et Fig. 95 ci-dessus, montrent l'évolution du mix énergétique dans la consommation finale d'énergie (achats énergétiques) dans les trois regroupements de secteurs en fonction de la fluctuation des prix du gaz naturel.

Les figures montrent que les fluctuations des prix du gaz ont un impact sur les économies d'énergies comme nous nous y attendions sur tous les secteurs à partir de 2015. En effet, une baisse des prix du gaz naturel est défavorable au déploiement des pompes à chaleur mais l'inverse ne le favorise pas obligatoirement car il peut exister une substitution inter-énergie dans la consommation énergétique sous chaudière comme nous le verrons plus tard. La réactivité des secteurs par rapport aux fluctuations des prix du gaz est variable dans l'agroalimentaire de même que les substitutions inter-énergies constatées.

Dans le secteur Soldes IAA, il faut une augmentation du prix du gaz à partir de 10% par rapport au scénario PAC pour qu'on ait une réponse de ce secteur sur l'horizon 2020. Avec une augmentation de 10% du prix du gaz naturel, on a une substitution de 0,06 TWh d'électricité à 0,22 TWh de gaz naturel correspondant à la très faible pénétration de la PAC très haute température (100-120°C) à l'horizon 2020 dans certains sous secteurs tels que industrie des corps gras (23% de la production totale de chaleur de la PAC haute température 100-120°C), travail des grains (18%) et industrie du chocolat (15%), industrie alcool (5%). L'augmentation des prix du gaz a favorisé la rentabilité mais limité la pénétration de cette PAC haute température dans ces secteurs. Cela permet d'obtenir 0,4% d'économie d'énergie supplémentaire sur la consommation d'énergie finale (achats énergétiques) par rapport au scénario PAC (Sc_PAC) (Cf. Fig. 95). Mais avec une augmentation de 15%, on a une substitution non seulement d'électricité (0,41 TWh) mais aussi de Fioul Lourde (3,27 TWh) à 4,7 TWh de gaz naturel à l'horizon 2020, soit une économie supplémentaire d'environ 1 TWh. La rentabilité des PACs haute température restant très limitée, l'évolution du prix du gaz à ce niveau favorise la substitution inter-

énergie sous chaudière parce que les chaudières Fioul Lourd deviennent plus compétitives par rapport aux chaudières Gaz naturel dans le secteur Soldes IAA. Ainsi dans le secteur Soldes IAA, on a une substitution principalement du Fioul lourd (à environ 90%) au gaz naturel. Ainsi il faudra des prix bien au delà de +15% du gaz naturel pour qu'on puisse permettre le déploiement supplémentaire de pompes à chaleur hautes températures dans les secteurs Soldes IAA de l'agroalimentaire.

Dans le secteur du sucre, on a une évolution totalement différente du groupe de secteurs précédent. Dès qu'on a une fluctuation de +5% du prix du gaz, on a une substitution d'électricité (0,74 TWh) à 0,86 TWh de gaz naturel. Cela vient du fait qu'il devient plus rentable d'acheter de l'électricité que de la produire par les chaudières à gaz. Quelle que soit l'augmentation du prix du gaz jusqu'à 15%, les PACs à des températures plus élevées ne sont toujours pas rentables par rapport à la production sous chaudière du fait de sa forte saisonnalité. Cela a pour conséquence de ne favoriser que la substitution inter-énergie dans la consommation sous chaudière entre le Fioul Lourd et le Gaz naturel pour la production de vapeur (Cf. Fig. 94). L'importance de cette substitution est fonction de l'augmentation du prix du gaz naturel. On a une substitution de 0,9 TWh et 1,03 TWh de Fioul Lourd à respectivement 0,88 TWh et 0,97 TWh de gaz naturel pour des augmentations respectives de 10% et 15% des prix du gaz naturel par rapport au scénario PAC, soit environ respectivement 50% et 55% de gaz substitué. Ces achats de Fioul Lourd, lorsqu'on a une augmentation de 10% du prix du gaz naturel, ont ainsi légèrement dégradé les économies d'énergie obtenues de 0,2% par rapport au scénario d'une augmentation de 5% du prix du gaz..

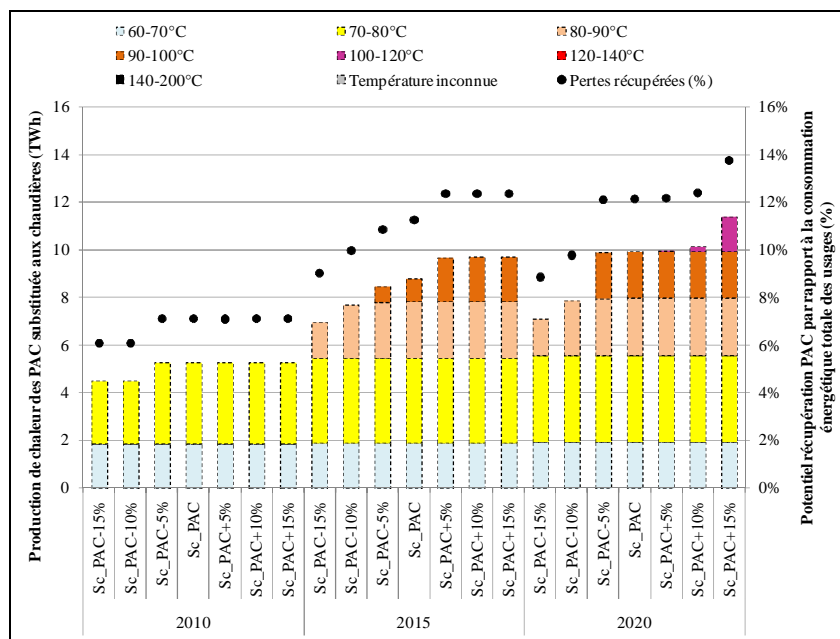


Fig. 96 : Evolution des productions de chaleur des PACs par tranche de température et par niveau de prix du gaz naturel.

Dans le cas du secteur du lait, les fluctuations des prix du gaz naturel effectuées ne montrent qu'une substitution inter-énergie dans la consommation d'énergie sous chaudière entre le Fioul Lourd et le gaz naturel (Cf. Fig. 93). En effet, comme nous l'avons montré dans les paragraphes précédents, les quatre premières tranches de température de chaleur sont essentiellement produites par les PACs du fait de leur bonne rentabilité dans ce secteur (Cf. Fig. 68 du §5.1.2.2). Néanmoins, à ces niveaux de prix, les PACs très hautes températures ne sont toujours pas rentables. Ainsi il faudrait envisager des fluctuations de prix du gaz naturel au-delà de 15% par rapport au scénario PAC pour espérer que les PACs hautes températures deviennent rentables dans ce secteur de l'agroalimentaire. On remarque aussi que

la substitution observée du Fioul Lourd au Gaz naturel est quasiment maximale dès une fluctuation de 5% du prix du gaz. On a 1,92 TWh de Fioul Lourd pour 1,89 TWh de gaz naturel, soit une augmentation des achats énergétiques d'environ 0,4% par rapport au scénario PAC.

En conclusion, **le secteur Soldes IAA semble être le plus réactif aux fluctuations de prix du gaz naturel pour un déploiement supplémentaire de pompes à chaleur si on considère des augmentations jusqu'à 15% par rapport au scénario PAC. A l'inverse, ces évolutions à la hausse des prix du gaz naturel, ne favorisent que des substitutions inter-énergie dans la consommation sous chaudière dans les secteurs du lait et du sucre entre le Fioul Lourd et le Gaz naturel. Il faudrait envisager des prix bien plus élevés pour espérer observer l'implantation de pompes à chaleur à des températures plus élevées.** D'un autre côté, dans les différentes figures ci-dessus (Fig. 93, Fig. 94 et Fig. 95), on observe effectivement qu'une baisse des prix du gaz naturel ne favorisera pas la pénétration des technologies pompes à chaleur quelque soit le secteur considéré de l'agroalimentaire comme prévu. Cela a d'ailleurs pour conséquence de détériorer le pourcentage d'économie d'énergie par rapport au scénario référence (Sc_REF).

5.3.3. Influence du contenu carbone de l'électricité

Après l'analyse de l'impact du taux d'actualisation ainsi que celui de l'évolution des prix du gaz naturel sur le déploiement de technologies pompes à chaleur dans l'industrie agroalimentaire, nous avons jugé utile d'étudier la réponse du modèle à différents niveaux du contenu carbone du kWh électrique pour mettre en perspective les potentialités du modèle industrie diffuse.

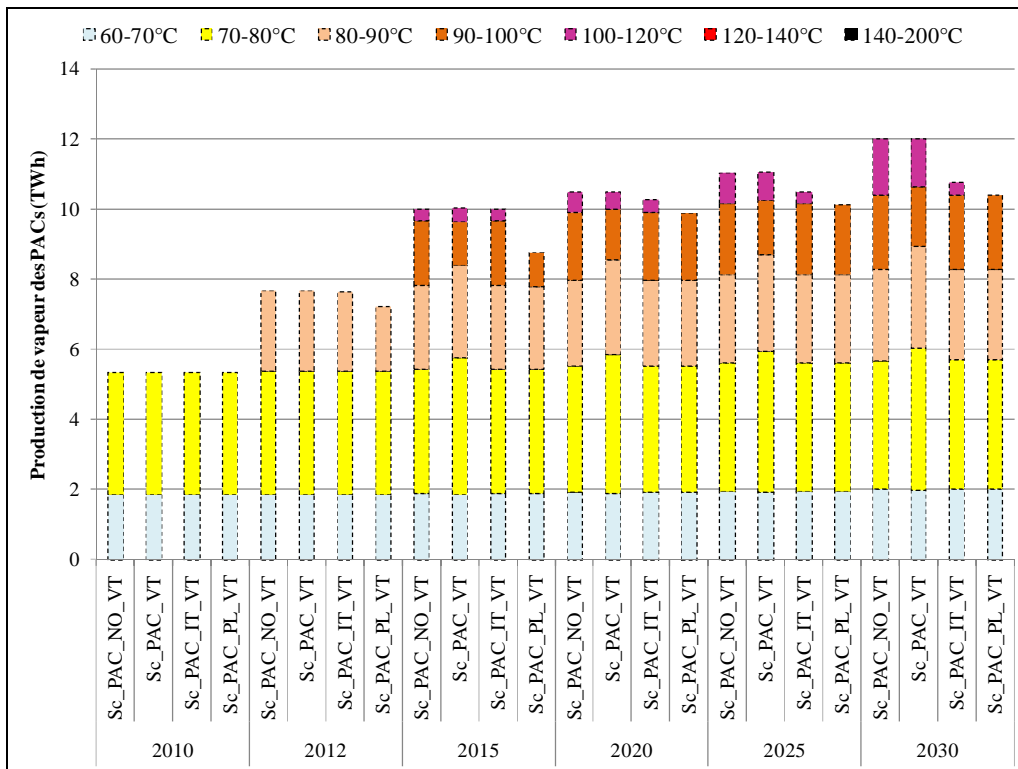


Fig. 97 : Evolution de la pénétration des PACs par niveau de température en fonction du contenu CO₂ du kWh électrique

Dans ce contexte, nous avons considéré et appliqué une politique environnementale de plus en plus rigoureuse telle une taxe sur les émissions CO₂ du niveau de la valeur tutélaire susmentionnée

(Cf. §5.2.1 soit $^{2005}30 \text{ €tCO}_2$ ($^{2008}32 \text{ €tCO}_2$) en 2010 pour atteindre $^{2005}93 \text{ €tCO}_2$ ($^{2008}100 \text{ €tCO}_2$) en 2030. Nous considérons trois scénarii supplémentaires :

- Un scénario où nous mettrons en exergue l'impact de la prise en compte d'un contenu carbone du kWh électrique nul (Sc_PAC_NO_VT) si on suppose que l'essentiel de l'électricité est produit avec de l'hydraulique à quasiment 98% comme c'est le cas en Norvège,
- Un deuxième scénario où l'électricité dispose bien d'un contenu carbone de 483 gCO₂/kWh (Sc_PAC_IT_VT) correspondant à celui de l'Italie afin de prendre l'exemple d'une production électrique ayant recours majoritairement au gaz naturel (environ 55%)
- Un troisième scénario représentant le cas d'une production électrique essentiellement au charbon (environ 90%) tel qu'en Pologne avec un contenu carbone du kWh électrique à 1191 gCO₂/kWh (Sc_PAC_PL_VT).

Ces trois scénarii seront donc comparés au scénario PAC (Sc_PAC_VT) dans lequel est considéré un contenu carbone du kWh électrique à 55 gCO₂/kWh inhérent aux usages du secteur industriel en France.

La Fig. 97 présente l'évolution de la pénétration des pompes à chaleur par tranche de température dans l'agroalimentaire pour chaque niveau de contenu carbone du kWh électrique soumis à une taxation des émissions de CO₂. Elle met en évidence le fait que le déploiement des PACs est quasi identique jusqu'en 2030 pour des niveaux de contenu carbone (Sc_PAC_VT et Sc_PAC_NO_VT) allant jusqu'à 55 gCO₂/kWh quelque soit le niveau de taxation. A un niveau de 483 gCO₂/kWh (Sc_PAC_IT_VT), on constate que la différenciation s'effectue qu'à partir de 2020 lorsqu'il faudra atteindre une taxe des émissions de CO₂ de l'ordre $^{2005}53 \text{ €tCO}_2$, diminuant la production d'environ 2% en 2020, 5% en 2025 et 10,5 % en 2030. Dans le cas où la production électrique est essentiellement au charbon donc à un plus haut niveau de contenu carbone du kWh électrique (Sc_PAC_PL_VT), la pénétration des PACs est amoindrie d'environ 6% dès 2012 dès lors que la taxation des émissions augmente à $^{2005}34 \text{ €tCO}_2$.

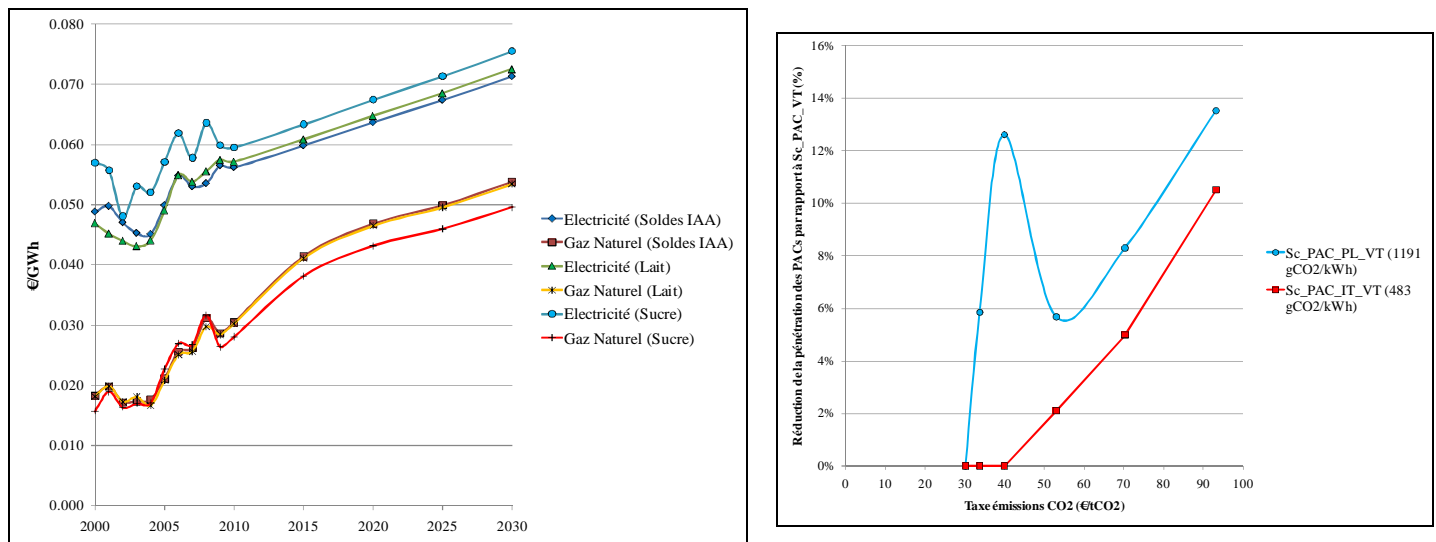


Fig. 98 : Evolution prix gaz naturel/électricité et réduction de la pénétration des PACs en fonction du niveau de la taxation des émissions de CO₂ par niveau carbone du kWh électrique.

Cette réduction va s'accroître en 2015 pour atteindre 12,6% du fait que les chaudières à gaz deviennent beaucoup plus rentables que les PACs hautes températures (100-120°C) avec la taxation des émissions et le contenu carbone du kWh électrique. Par la suite l'augmentation continue des prix du

gaz naturel par rapport à l'électricité va favoriser leur pénétration jusqu'en 2020. On atteint une réduction de la pénétration des PACs de l'ordre de 6% en 2020. A partir de 2020, les prix du gaz naturel se stabilisent par rapport aux prix de l'électricité et induire la pénétration supplémentaire de chaudière gaz dans la production de vapeur. Cette réduction de la pénétration des pompes à chaleur va s'accroître avec l'augmentation de la taxe pour atteindre environ 8,5% en 2025 et 13,5% en 2030 (Cf. Fig. 98).

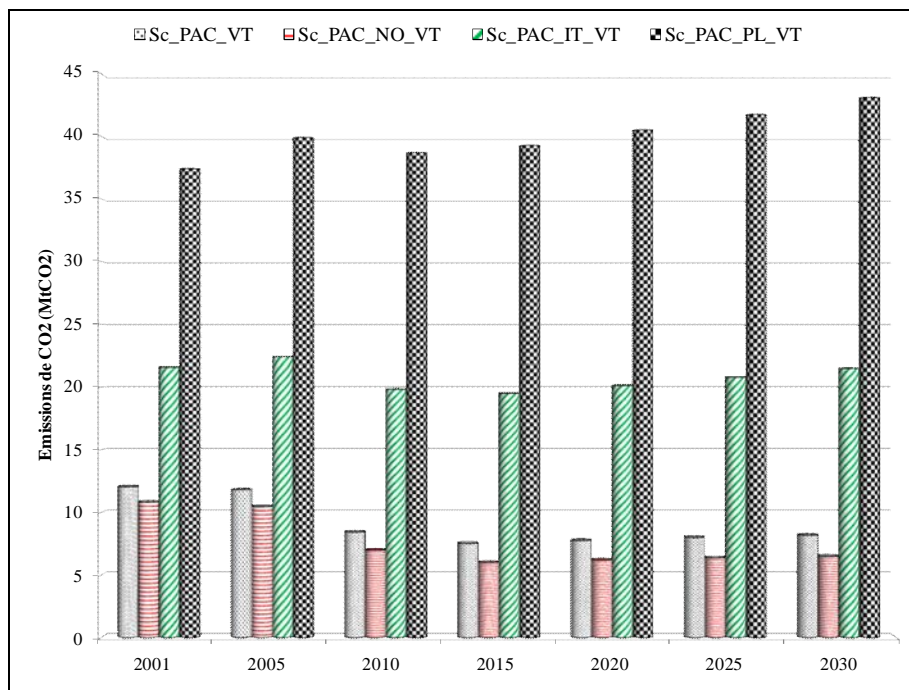


Fig. 99 : Evolution des émissions de CO₂ en fonction du contenu carbone électrique

Ces résultats mettent en évidence le fait que grâce au parc électronucléaire et de production hydroélectrique, le niveau du kWh faiblement carboné en France constitue un grand avantage pour la promotion de technologies MDE électriques telles que les pompes à chaleur par rapport au reste des pays européens. De plus, cela montre aussi ce qu'on avait mentionné dans un paragraphe précédent, des niveaux de taxations très élevés sont indispensables pour espérer influencer de façon notable la pénétration des PACs dans l'industrie. Cependant, malgré un contenu en CO₂ élevé du kWh électrique (comme pour la Pologne), une pénétration même affaiblie des PAC peut toujours être d'actualité.

6. Conclusion

Ce chapitre nous a permis de présenter quelques potentialités du modèle sectoriel technico-économique de l'industrie diffuse avec l'outil TIMES à travers l'analyse de l'un de ses secteurs clés, l'industrie agroalimentaire.

Les résultats obtenus mettent bien en évidence la pertinence des chemins technologiques optimaux du modèle en fonction des sollicitations environnementales et/ou énergétiques. Le modèle nous a permis de montrer des possibilités d'atteinte de gisements supplémentaires d'économies d'énergie par l'analyse de politique d'incitation dans le cadre de CEE ou de valorisation des émissions de CO₂. Il met ainsi en lumière, d'une part, une possibilité d'étude donnant lieu à l'ajustement incrémentiel d'une taxe sur les émissions par les autorités de régulation pour atteindre leurs objectifs environnemental et énergétique dans les secteurs de l'industrie diffuse sur le court, moyen et long-terme. D'autre part, il constitue un bon outil d'aide à la décision en permettant de déterminer des coûts différenciés des économies d'énergie dans le cadre d'investissements de technologies MDE au niveau de désagrégation le plus détaillé pour un meilleur criblage sectoriel.

Le modèle permet ainsi, non seulement d'observer le déploiement des différents types de pompes à chaleur et par tranche de température en réponse à des contraintes énergétiques et environnementales, mais aussi servir de cas d'étude MDE pour les secteurs de l'industrie diffuse. Contrairement aux IGCE où les procédés propres à une industrie sont explicitement modélisés et conduisent donc à une représentation différente (parfois très différente) pour chaque industrie, le modèle Industrie Diffuse par usages construit dans cette thèse, permet une représentation du système énergétique de référence (RES) qui soit générique pour tous les secteurs de l'industrie diffuse.

Ainsi, avec la promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie, le développement de l'utilisation des énergies renouvelables, la baisse des émissions de CO₂, la PAC a un réel avenir dans la récupération énergétique pour se substituer aux chaudières dans l'industrie agroalimentaire d'après les résultats obtenus. **Dans le cadre du Paquet Energie Climat, la France espère atteindre une réduction de 18,3% des émissions de gaz à effet de serre (GES) des secteurs non couverts par l'EU-ETS¹²¹ tels que ceux de l'industrie diffuse entre 2005 et 2020** [SOeS, 2011]. Cette industrie pourrait ainsi contribuer efficacement aux objectifs fixés par les plans d'actions pour l'efficacité énergétique de l'Union Européenne grâce à la promotion des pompes à chaleur dans la récupération d'énergie d'ici 2020.

¹²¹ European Union - Emission Trading Scheme

ABREVIATIONS

- A** **ADEME : Agence De l'Environnement et de la Maitrise de l'Energie**
 AIE : Agence Internationale de l'Energie
- C** **CAS: Centre d'Analyse Stratégique**
 CEREN : Centre d'Etudes et de Recherches Economiques sur l'Energie
 CGP : Commissariat Général du Plan
 CMPC : Coût Moyen Pondéré du Capital
 COP : Coefficient de Performance
- D** **DGEMP : Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières**
- E** **EDF : Electricité De France**
 EER: Energy Efficiency Ratio
 ESB: Encéphalopathie Spongiforme Bovine
 ETP: Energy Technology Perspectives
 ETS: Emission Trading Scheme
- F** **FE : Facteur d'Emission**
 FOD: Fioul Domestique
 FOL : Fioul Lourd
- G** **GDF : Gaz De France**
 GPL : Gaz Pétrole Liquéfié
- H** **HC : Hors Chaudière**
 HOU : Houille
- I** **IAA : Industrie Agroalimentaire**
 ID: Industrie Diffuse
 IE : Institut for Energy
 IETS: Industrial Energy-related Technologies and Systems
 IGCE : Industries Grandes Consommatrices D'Energie
 INSEE : Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques
- J** **JRC : Joint Research center**

- M** **MAAPAR : Ministère de l'Agriculture, de l'Alimentation, de la Pêche et des Affaires rurales**
MDE : Maitrise De l'Energie
MEDD : Ministère de l'Ecologie et du Développement Durable
- N** **NACE : Nomenclature d'Activités de la Communauté Européenne**
- O** **OCDE : Organisation de Coopération et de Développement Economiques**
OIE : Observatoire de l'Industrie Electrique
- P** **PAC : Pompe à Chaleur**
PCI : Pouvoir Calorifique Inférieur
PCS : Pouvoir Calorifique Supérieur
PIB : Produit Intérieur Brut
PNAQ : Plan National d'allocation de Quotas
- S** **SC: Sous Chaudière**
- T** **TIMES: The Integrated Markal-EFOM System**
TRI : Temps de Retour sur Investissement
- W** **WEO: World Energy Outlook**

LISTE DES FIGURES

Fig. 49 : Evolution de la demande de secteurs de l'agroalimentaire (NACE 151 à 156).....	122
Fig. 50 : Evolution de la demande des autres industries alimentaires (NACE 156-158).....	123
Fig. 51 : Evolution de la demande des secteurs de l'industrie des boissons (NACE 158-159).....	124
Fig. 52 : Scénario de prix des énergies de l'industrie agroalimentaire (€2005/kWh).....	126
Fig. 53 : Schéma simplifié des flux d'énergie dans l'usage air comprimé.....	130
Fig. 54 : Schéma de principe d'une pompe à chaleur.....	133
Fig. 55 : Relation entre COP et TRI pour une pompe à chaleur avec un prix du combustible gaz à 30€/MWh.....	136
Fig. 56 : Relation entre COP et TRI pour une pompe à chaleur avec un prix du combustible gaz à 60€/MWh.....	136
Fig. 57 : Evolution de la consommation énergétique finale dans l'agroalimentaire (TWh) {scénario tendanciel (Sc_REF) et scénario avec implantation PAC (Sc_PAC)}.....	139
Fig. 58 : Répartition du mix énergétique final à l'horizon 2020 dans l'industrie agroalimentaire.....	141
Fig. 59 : Evolution des consommations énergétiques utiles dans l'agroalimentaire (TWh).....	142
Fig. 60 : Evolution du potentiel économique de récupération de chaleur et de substitution des PACs dans l'industrie agroalimentaire.....	143
Fig. 61 : Importance des usages dans la consommation énergétique et les opportunités de récupération dans l'industrie agroalimentaire.....	144
Fig. 62 : Evolution taux de pénétration des PACs dans le gisement de chaleur récupérée par type d'usages dans l'industrie agroalimentaire.....	144
Fig. 63 : Répartition de la consommation Sous Chaudière (SC) par type d'énergie dans l'industrie agroalimentaire.....	145
Fig. 64 : Potentiel de récupération des PACs dans les sous secteurs de l'industrie agroalimentaire à l'horizon 2020.....	146
Fig. 65 : Potentiel de récupération des PACs par type d'usage et par secteur à l'horizon 2020.....	147
Fig. 66 : Importance des usages dans la consommation d'énergie dans chacun des secteurs de l'industrie agroalimentaire.....	148
Fig. 67 : Importance des usages dans les opportunités de récupération dans chacun des secteurs de l'industrie agroalimentaire.....	149
Fig. 68 : Potentiel économique de récupération et de substitution des PACs par secteur dans l'industrie agroalimentaire en 2020.....	151

Fig. 69 : Répartition moyenne des besoins par tranche de température et par sous secteur dans l'industrie agroalimentaire.	153
Fig. 70 : Etude rentabilité PAC Haute température avec l'environnement économique existant en 2015 et 2020 dans l'industrie agroalimentaire.	154
Fig. 71 : Evolution des économies d'énergie dans la consommation des usages dans l'industrie agroalimentaire.	155
Fig. 72 : Désagrégation des économies d'énergie par secteur à l'horizon 2020 dans l'industrie agroalimentaire.	156
Fig. 73 : Evolution des gisements d'économies d'énergie sectoriels dans l'industrie agroalimentaire.	157
Fig. 74 : Evolution du gisement annuel par rapport au gisement d'économie d'énergie totale observée dans l'industrie agroalimentaire.	157
Fig. 75 : Effet de la pénétration des PACs sur les émissions de CO ₂ de l'industrie agroalimentaire. .	159
Fig. 76 : Scénarii de valorisations de CO ₂ considérée dans l'industrie agroalimentaire (ETS et Valeur tutélaire).	161
Fig. 77 : Impact de la valorisation du CO ₂ sur la consommation d'énergie finale et les émissions de l'industrie agroalimentaire.	162
Fig. 78 : Evolution des gisements d'économies d'énergie par type de scénario.	163
Fig. 79 : Impact valorisation du CO ₂ sur le potentiel économique de récupération et de substitution des PACs dans l'industrie agroalimentaire.	163
Fig. 80 : Impact de la prime sur l'investissement des PACs sur le gain supplémentaire d'économies d'énergie dans l'agroalimentaire à l'horizon 2020.	166
Fig. 81 : Evolution des gains supplémentaire d'économies et leurs coûts pour chaque niveau de prime dans l'agroalimentaire à l'horizon 2020.	166
Fig. 82 : Evolution coût marginal de réduction des émissions de CO ₂ avec la prime d'acquisition des PACs dans l'agroalimentaire à l'horizon 2020.	167
Fig. 83 : Désagrégation de l'impact de la prime sur l'investissement des PACs sur le gain supplémentaire d'économies d'énergie par sous-secteur par rapport au scénario Sc_PAC en 2020.	169
Fig. 84 : Evolution du coût des gisements supplémentaires d'économies d'énergie par sous secteur en 2020.	172
Fig. 85 : Impact du taux d'actualisation sur la consommation énergétique finale du Lait (NACE 155).	173
Fig. 86 : Impact du taux d'actualisation sur la consommation sous chaudière et les PACs dans le secteur laitier (NACE 155).	174
Fig. 87 : Impact du taux d'actualisation sur la consommation énergétique finale du Sucre (NACE 1583).	175

Fig. 88 : Impact du taux d'actualisation sur la consommation sous chaudière et les PACs dans le secteur sucre (NACE 1583).....	176
Fig. 89 : Impact du taux d'actualisation sur la consommation énergétique finale du Soldes IAA.	176
Fig. 90 : Impact du taux d'actualisation sur la consommation sous chaudière et les PACs dans le Soldes IAA.	178
Fig. 91 : Impact du taux d'actualisation sur les gisements d'économies d'énergie utile et les émissions de CO ₂ dans l'agroalimentaire.	179
Fig. 92 : Evolution du potentiel de récupération et de production des PACs en fonction du taux d'actualisation.....	179
Fig. 93 : Evolution du mix des achats énergétiques dans le secteur laitier (NACE 155).	181
Fig. 94 : Evolution du mix des achats énergétiques dans le secteur du sucre (NACE 1583).	181
Fig. 95 : Evolution du mix des achats énergétiques dans le Soldes IAA.	182
Fig. 96 : Evolution des productions de chaleur des PACs par tranche de température et par niveau de prix du gaz naturel.	183
Fig. 97 : Evolution de la pénétration des PACs par niveau de température en fonction du contenu CO ₂ du kWh électrique.....	184
Fig. 98 : Evolution prix gaz naturel/électricité et réduction de la pénétration des PACs en fonction du niveau de la taxation des émissions de CO ₂ par niveau carbone du kWh électrique.	185
Fig. 99 : Evolution des émissions de CO ₂ en fonction du contenu carbone électrique.....	186

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 16 : Les facteurs d'émissions de CO ₂ par type de combustibles.	129
Tableau 17 : Contenu carbone du MWh électrique pour quelques pays.	130
Tableau 18 : Correspondance des COP en fonction des tranches de températures considérées dans l'industrie agroalimentaire.	137
Tableau 19 : Tableau récapitulatif des coûts d'investissements retenus par tranche de température des PACs.	138
Tableau 20 : Taux de pénétration par tranche de température des PACs dans l'industrie agroalimentaire à l'horizon 2020.	152

7. Bibliographie

[ADEME, 2005]

ADEME, *Note de cadrage sur le contenu CO2 du kWh par usage en France*, Janvier 2005.

[ADEME (V5), 2007]

ADEME, *Guide des facteurs d'émissions version 5.0 : Calcul des facteurs d'émissions et sources bibliographiques utilisées*, Bilan carbone, Janvier 2007.

[AGRESTE, 2009]

AGRESTE, *IAA 2008 : repli de l'activité*, Agreste Conjoncture, synthèses n° 2009/71, Avril 2009.

[AGRESTE, 2010]

AGRESTE, *Boissons alcooliques distillées : reprise de la demande états-unienne et essor de la demande chinoise*, Agreste Conjoncture, synthèses n° 2010/136, Décembre 2010.

[AGRESTE, 2011]

AGRESTE, *2010 : la reprise de la demande mondiale soutient l'activité des IAA*, Agreste Conjoncture, synthèses n° 2011/147, Avril 2011.

[AIE(ETP), 2010]

Agence Internationale de l'Energie, *Energy Technology Perspectives 2010*, IEA publications, 2010.

[AIE(IETS), 2010]

Industrial Energy-related Technologies and Systems (IETS), *Industrial excess heat recovery technologies & applications*, Agence Internationale de l'Energie, 25 Octobre 2010.

[AIE(WEO), 2009]

Agence Internationale de l'Energie, *World Energy Outlook 2009*, IEA publications, 2009

[AIE(WEO), 2010]

Agence Internationale de l'Energie, *World Energy Outlook 2010*, IEA publications, 2010.

[Askenazy, 2003]

P. Askenazy, *Partage de la valeur ajoutée et rentabilité du capital en France et aux États-Unis : une réévaluation*, Économie et Statistique n° 363-364-365, 2003.

[Assoumou, 2006]

E. Assoumou, *Modélisation MARKAL pour la planification énergétique long-terme dans le contexte français*, Ecole des Mines de Paris (Thèse), 2006.

[Auzenet et Clerc-Renaud, BE 9620]

É. Auzenet, M. Clerc-Renaud, *Pompes à chaleur : Systèmes à compression de vapeur*, Techniques de l'ingénieur BE 9620.

[Berail et Sapora, 2010]

J.F. Berail et E. Sapora, *La Pompe à Chaleur Industrielle à Haute Température (PAC HT)*, EDF R&D, Département Eco-efficacité et procédés Industriels (EPI), Groupe «Optimisation énergétique & expertise des procédés industriels » (Rapport interne), Novembre 2010.

[Bernard, 2004]

A. Bernard, *Repenser le calcul économique public*, Conseil Général des Ponts et Chaussées Tour Pascal B, Avril 2004.

[Berthou et al, 2009]

Marc Berthou, Jean-Marc Lauruol, Yves Mourlin, *ENERVISION INDUSTRIE - cartographie du tissu industriel français : description technique*, EDF R&D, Département Eco-efficacité et procédés Industriels (EPI), Groupe « Expertise clients et secteurs industriels » (Rapport interne), Décembre 2009.

[Cayssials et al, 2008]

J-L. Cayssials, D. Durant, O. Vigna et J-P. Villetelle, *La situation financière des sociétés non financières en France 1995-2006 : Baisse du taux d'épargne et recours accru à l'endettement*, Bulletin de la Banque de France n° 170, Février 2008

[CE(L58), 2006]

Règlement n° 318/2006/CE du Conseil de l'Union Européenne du 20 Février 2006 portant organisation commune des marchés dans le secteur du sucre, Journal Officiel n° L 58 du 28/02/2006.

[CE(L299), 2007]

Règlement n° 1234/2007/CE du Conseil de l'Union Européenne du 22 Octobre 2007 portant organisation commune des marchés dans le secteur agricole et dispositions spécifiques en ce qui concerne certains produits de ce secteur (règlement «OCM unique»), Journal Officiel n° L 299 du 16/11/2007.

[CE(L286), 2008a]

Règlement n° 1005/2008/CE du Conseil de l'Union Européenne du 29 Septembre 2008 établissant un système communautaire destiné à prévenir, à décourager et à éradiquer la pêche illicite, non déclarée et non réglementée, modifiant les règlements (CEE) n° 2847/93, (CE) n° 1936/2001 et (CE) n° 601/2004 et abrogeant les règlements (CE) n° 1093/94 et (CE) n° 1447/1999, Journal Officiel n° L 286 du 29/10/2008.

[CE(L286), 2008b]

Règlement n° 1006/2008/CE du Conseil de l'Union Européenne du 29 Septembre 2008 concernant les autorisations pour les activités de pêche des navires de pêche communautaires en dehors des eaux communautaires et l'accès des navires de pays tiers aux eaux communautaires, modifiant les règlements (CEE) n° 2847/93 et (CE) n° 1627/94 et abrogeant le règlement (CE) n° 3317/94, Journal Officiel n° L 286 du 29/10/2008.

[Charpin et al, 2000]

J-M. Charpin, B. Dessus et R. Pellat, *Étude économique prospective de la filière électrique nucléaire*, Rapporteurs N. Jestin-Fleury, J. Percebois, Juillet 2000.

[COM(UE), 2006]

Commission Européenne, Le Programme Européen MOTOR CHALLENGE PROGRAM (MCP) : Module Systèmes Actifs de Réfrigération et de Rafraîchissement, Direction générale Energie et Transport, Novembre 2006.

[Convery et al, 2008]

F. Convery, D. Ellerman et C. De Perthuis, *Le marché européen du carbone en action : Enseignements de la première phase*, rapport intermédiaire, Mars 2008.

[Coupet, 2006]

M. Coupet, *Révisions de la croissance potentielle de l'économie française à moyen-long terme*, Lettre Trésor-Eco n° 2, Novembre 2006.

[Dasgupta et al, 2000]

P. Dasgupta, K-G. Mäler et S. Barrett, *Intergenerational Equity, Social Discount Rates and Global Warming*, Avril 2000.

[Dautremont et Devezaux de Lavergne, 2010]

S. Dautremont et J-G Devezaux de Lavergne, *Optimisation des choix d'investissements énergétiques et prix du temps : quel taux d'actualisation choisir?*, CEA, La lettre de l'I-tese - Numero 9 - Printemps 2010, disponible sur http://i-tese.cea.fr/_files/LettreItese-2010-Printemps-Dossier.pdf

[Delattre et Veron, 2005]

F. Delattre et A. Veron, *Taux d'actualisation public et calcul économique*, Diagnostics prévisions et analyses économiques n°84, Septembre 2005.

[Delbosc et De Perthuis, 2009]

A. Delbosc et C. de Perthuis, *Les marchés du carbone expliqués*, Climate Care Series du Bureau du Pacte Mondial de l'ONU, Juillet 2009.

[De Monte et al, 2003]

M. De Monte, E. Padoano et D. Pozzetto, *Waste heat recovery in a coffee roasting plant*, Applied Thermal Engineering 23 (2003), p1033–1044.

[DGEMP/OE, 2002]

DGEMP/Observatoire de l'Energie, *Les équivalences énergétiques et la nouvelle méthodologie d'établissement des bilans énergétiques de la France*, Mai 2002

[DGEMP, 2003]

DGEMP, *Coûts de référence de la production électrique*, Décembre 2003.

[Djemaa, 2009]

A. Djemaa, *Modélisation Bottom-Up, un outil d'aide à la décision long terme pour les mesures politiques en matière d'énergie et d'environnement - Le modèle TIMES appliqué aux industries grandes consommatrices d'énergie (IGCE)*, Ecole des Mines de Paris (Thèse), 2009.

[Duminil, B 9730]

M. Duminil, *Théorie des machines frigorifiques: Machine à compression mécanique*, Techniques de l'ingénieur B9730.

[Dupont & Sapura, 2009]

M. Dupont et E. Sapora, *The heat recovery potential in the French industry: which opportunities for heat pump systems?*, ECEEE 2009 Summer Study, Act! Innovate! Deliver! Reducing Energy Demand Sustainably, 2009.

[EDF, 2009a]

EDF R&D (accès restreint), *Tableaux EDF des prix des énergies pour différents scénarii jusqu'en 2030*, Département Eco-efficacité et procédés Industriels (EPI) Expertise clients et secteurs industriels, Septembre 2009.

[EDF, 2009b]

EDF R&D (accès restreint), *Tableaux EDF des prix des énergies pour différents scénarii jusqu'en 2030*, Département Eco-efficacité et procédés Industriels (EPI) Expertise clients et secteurs industriels, Septembre 2009.

[El-Rabghi et al, 1993]

O.M. Al-Rabghi, M. Beirutty, M. Akyurt, Y. Najjar et T. Alp, *Recovery and utilization of waste heat*, Heat Recovery System & CHP 13 (1993), p463-470.

[ENERPRESS, 2010]

ENERPRESS, *Facteur carbone européen : Comparaison des émissions de CO2 des principaux électriciens européens*, Les cahiers du développement durable, Novembre 2010.

[Escarnot et al, 2007]

B. Escarnot, M. Escudero, C. Bethenod, A. Hita, C. Pham-Van-Cang, V. Morisset, *Prévisions de consommation d'électricité et de gaz naturel des industries grandes consommatrices d'énergie en France*, EDF R&D, Département EPI, Groupe « Expertise Clients et Secteurs Industriels » (Rapport interne), 2007.

[Feng et Bernstsson, 1997]

X. Feng, T. Bernstsson, *Critical COP for an economically feasible industrial heat-pump application*, Applied Thermal Engineering 17 (1997), p93-101.

[Gouv(2005-781), 2005]

Loi n°2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique

[GPG 141, 1996]

UK Department of the Environment, Transports and the Regions (UK DETR), *Waste heat recovery in the process industries*, Good practice guide, n°141, March 1996

[GPG 238, 1998]

UK Department of the Environment, Transports and the Regions (UK DETR), *Heat recovery from air-compressors*, Good practice guide, n°238, March 1998.

[Guyonnet, 2005]

P. Guyonnet, *Le dispositif français des Certificats d'Économies d'Énergie*, Association Technique Energie Environnement (ATEE), MINEFI/DGEMP, 27 octobre 2005.

[Hansen & Percebois, 2010]

J-P. Hansen, J. Percebois, *Energie : Economie et politiques*, Editions De Boeck Université 2010.

[Hennecke, 1999]

F-W. Hennecke, *Life cycle costs of pumps in chemical industry*, Chemical Engineering and Processing 38 (1999), p511–516.

[Hita & Seck, 2011]

A.Hita, G. Seck, G. Guerassimoff, A.Djemaa, *Assessment of the potential of heat recovery in food and drink industry by the use of TIMES model*, European Council for an Energy Efficient Economy (ECEEE), Juin 2011.

[JRC (IE), 2010]

Paolo Bertoldi, Damian Bornás Cayuela, Suvi Monni, Ronald Piers de Raveschoot, *Comment développer un plan d'action en faveur de l'énergie durable (PAED)*, JRC Scientific and Technical reports (Institut for Energy), Commission Européenne, 2010.

[Kew, 1982]

P.A. Kew, *Heat pumps for industrial waste heat recovery- A summary of required technical and economic criteria*, Heat Recovery System 2 (1982), p283-296.

[Kula, 1985]

E. Kula, *An Empirical Investigation on the Social Time Preference Rate for the United Kingdom*, Environment and Planning 17 (1985), p199-212.

[Lazzarin, 1994]

R.M. Lazzarin, *Heat pumps in industry- I. Equipement*, Heat Recovery Systems & CHP 14 (1994), p581-597.

[Lazzarin, 1995]

R.M. Lazzarin, *Heat pumps in industry- II. Applications*, Heat Recovery Systems & CHP 15 (1995), p305-317

[Lebègue, 2005]

D. Lebègue, Hirtzman P., Baumstark L., *Le prix du temps et la décision publique, révision du taux d'actualisation public*, Commissariat Général au Plan, 2005.

[Lecocq et Hourcade, 2003]

F. Lecocq et J.C. Hourcade, *Incertitudes, irréversibilités et actualisation dans les calculs économiques sur l'effet de serre*, in Kyoto et l'économie de l'effet de serre, Guesnerie R. (dir.), Rapport du Conseil d'analyse économique n° 39, Paris, La Documentation Française, p177-199.

[MAAPAR, 2008]

Ministère de l'Agriculture, de l'Alimentation, de la Pêche et des Affaires rurales, Panorama des industries agroalimentaires, Edition 2008.

[MAAPAR, 2010]

Ministère de l'Agriculture, de l'Alimentation, de la Pêche et des Affaires rurales, Panorama des industries agroalimentaires, Édition 2010.

[MEDD, 2011]

Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable, Certificats d'Economies d'Energie (CEE), <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Obligés-de-la-seconde-période-du.html>

[Montmarquette et Scott, 2007]

C. Montmarquette, I. Scott, *Taux d'actualisation pour l'évaluation des investissements publics au Québec*, Centre Interuniversitaire de recherche en analyse des organisations (CIRANO), Montréal, Mai 2007.

[NEI projects Ltd, 1983]

Resumé of a report compiled of staff of NEI projects Ltd. Cuthbert house, *Potential applications for heat pumps in the dairy and brewing industries*, Heat Recovery Systems 3 (1983), p231-243.

[Newell et Pizer, 2004]

R.G. Newell et W.A. Pizer, *Uncertain discount rates in climate policy analysis*, Energy Policy 32 (2004), p519-529.

[OIE, 2008]

Observatoire de l'Industrie Electrique, *Mix énergétique de production électrique en Europe*, 2008

[Pearce et Ulph, 1995]

D Pearce et D. Ulph, A social discount rate for the United Kingdom, The Centre for Social and Economic Research on the Global Environment (CSERGE) Working Paper GEC 95-01

[Percebois, 2009]

J. Percebois, *Prix internationaux du pétrole, du gaz naturel, de l'uranium et du charbon : La théorie économique nous aide t-elle à comprendre les évolutions ?*, Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie (CREDEN), Cahier N° 09.02.81, Février 2009.

[Picart, 2004]

C. Picart, *Évaluer la rentabilité des sociétés non financières*, Économie et Statistique n° 372, 2004.

[Quinet, 2008]

Rapport de la commission preside par A. Quinet, *La valeur tutélaire du carbone*, Centre d'Analyse Stratégique (CAS), Juin 2008.

[Ramsey, 1928]

F.P. Ramsey, *A Mathematical Theory of Saving*, The Economic Journal, 38 (1928), p543-559.

[Schelling, 1995]

T. C. Schelling, *Intergenerational discounting*, Energy Policy 23 (1995), p395-401

[Smith, 1983]

S.G. Smith, *Case study- Heat recovery with heat pumps*, Heat Recovery Systems 3 (1983), p53-56.

[SOeS, 2011]

Service de l'Observation et des Statistiques, *Chiffres clés du climat : France et Monde*, Edition 2011, www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr.

[Soroka, 2009]

B. Soroka, *Pompes à chaleur industrielles*, Leonardo ENERGY, Laborelec, Janvier 2009.

[Spoelstra et al, 2002]

S. Spoelstra, W.G. Haije, J.W. Dijkstra, *Techno-economic feasibility of high-temperature high-lift chemical heat pumps for upgrading industrial waste heat*, Applied Thermal Engineering 22 (2002), p1619–1630.

[Sylvain, 2001]

A.Sylvain, *Rentabilité et profitabilité du capital : le cas de six pays industrialisés*, Économie et Statistique n° 341-342, 2001.

[Tewari et Pandey, WP. NO.935]

Devi D. Tewari et I.M. Pandey, *An estimation of social time preference rate for India and its public policy implications*, Indian Journal of Economics.

[Wright et Steward, 1985]

J.R. Wright, F.R. Steward, *Three industrial heat pump installations operating in Canada*, Heat Recovery Systems 5 (1985), p81-88.

CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES

1. Conclusion Générale

Cette thèse s'est axée sur l'analyse de l'industrie diffuse dont les secteurs ont peu été traités dans les analyses énergétiques à l'inverse des Industries Grandes Consommatrices d'Énergie (IGCE) malgré le nombre considérable d'articles et de livres sur l'énergie et l'intérêt des politiques en matière d'efficacité énergétique. Le panorama dressé a permis de mettre en exergue toute l'importance de cette famille de secteurs sur le plan économique, énergétique et environnemental. Ainsi, ils sont une cible prioritaire pour des opérateurs énergétiques tels qu'EDF (Electricité de France) dans le cadre de mécanisme des CEE (Certificats d'Économies d'Énergie).

Le premier résultat de cette thèse est l'établissement d'une structure représentant l'industrie diffuse et qui permet le calcul des consommations énergétiques et les émissions de CO₂ de cette dernière dans un futur probable soumises à différentes contraintes (évolution des prix des énergies, politique d'efficacité énergétique, contrainte environnementale...etc). Cette structure permettra ainsi de suivre et de chiffrer les pistes d'économies d'énergies et d'examiner leurs conditions d'accessibilité (coûts).

Pour répondre à cette problématique, nous avons eu recours à la modélisation prospective afin d'évaluer l'impact de l'industrie diffuse dans les engagements pris par la France en matière de consommations énergétiques et d'émissions de CO₂. Nous avons, tout d'abord, établi des frontières quantitatives à partir d'une approche multicritères basée sur des caractéristiques économiques et énergétiques pour extraire de façon quantifiée l'industrie diffuse des autres secteurs de l'industrie. Ensuite, la comparaison des différentes familles de modèles de prospective a permis d'établir l'approche la plus adéquate pour représenter cette famille industrielle. **Nous avons ainsi développé un modèle de prospective énergétique basé sur une approche « Bottom-Up » avec l'outil de modélisation TIMES.** A l'inverse de la description des secteurs IGCE qui se fait par les principaux produits manufacturés du secteur où chaque produit est ensuite décrit par un procédé de fabrication associé à des ratios de consommations énergétiques, l'industrie diffuse relève d'une toute autre approche. **Du fait de l'hétérogénéité de cette dernière au niveau des produits et des procédés, sa modélisation se fera par usages car l'approche produit/procédé n'est plus adaptée.** Les avantages de cette approche de modélisation sont, d'une part, une représentabilité parfaite du nombre considérable des opérations permettant ainsi une analyse rapide fiable et fine des procédés de l'industrie diffuse. D'autre part, à l'inverse de la modélisation des IGCE, **la structure est générique et donc commune à tous les secteurs de l'industrie diffuse**, représentant un avantage indéniable en termes de coût en temps de modélisation. Enfin, **la finesse de cette approche permet de prendre en compte les effets de structure** dont l'analyse a mis en exergue toute son importance dans la modélisation de l'industrie diffuse. **L'établissement de cette structure de l'industrie diffuse a ainsi permis de lever une difficulté majeure qui empêchait la réalisation d'un modèle de prospective générique.**

Ainsi, cette structure a permis d'analyser un cas particulier de l'impact de l'implantation de nouvelles technologies telles que la Pompe à Chaleur (PAC) au sein de l'industrie diffuse à travers un secteur clé : l'industrie agroalimentaire (IAA). Ce cas nous a permis d'explorer une partie des multiples potentialités que nous offre notre modèle. Le choix de l'IAA s'est imposé de par son importance sur le plan économique et énergétique au sein de l'industrie diffuse (près du tiers de la consommation d'énergie pour environ 1/5 de la valeur ajoutée) mais aussi dans l'industrie de façon globale (avec un poids énergétique environ 15% pour environ 14% de la valeur ajoutée).

Les résultats obtenus mettent bien en évidence la pertinence des chemins technologiques optimaux que propose le modèle en fonction des sollicitations environnementales et/ou énergétiques. La modélisation montre ainsi que l'implantation de PACs dans l'IAA permet d'atteindre une diminution de la consommation en énergie finale d'environ 12% par rapport au niveau de 1990 (10% par rapport à 2001) ce qui correspond à une baisse des émissions de CO₂ d'environ 9%.

Néanmoins, l'implantation de ces technologies n'étant pas maximale, nous avons voulu montrer des possibilités d'atteindre des gisements supplémentaires d'économies d'énergie par l'analyse de politiques d'incitations, soit en faisant appel à des mécanismes financiers via la baisse des émissions de CO₂ induites par les PACs, soit à des mécanismes dans le cadre de CEE. Nous mettons ainsi en lumière, d'une part, une possibilité d'étude donnant lieu à l'ajustement incrémentiel d'une taxe sur les émissions par les autorités de régulation pour atteindre leurs objectifs environnemental et énergétique dans les secteurs de l'industrie diffuse sur le court, moyen et long-terme. D'autre part, il constitue un bon outil d'aide à la décision en permettant de déterminer des coûts différenciés des économies d'énergie dans le cadre d'investissements de technologies MDE au niveau de désagrégation le plus détaillé pour un meilleur criblage sectoriel. A ce titre, cette analyse a permis d'entrevoir qu'un maximum d'environ 40% d'économies d'énergie supplémentaires est atteignable par la mise en place d'une forte politique d'incitation sur les primes d'acquisition des pompes à chaleur.

En conclusion, notre modèle permet ainsi, non seulement d'observer le déploiement des différents types de pompes à chaleur et par tranche de température en réponse à des contraintes énergétiques et environnementales, mais aussi servir de cas d'étude MDE pour les secteurs de l'industrie diffuse. Il permettra d'aider à évaluer les niveaux de contribution de politique MDE au sein de l'industrie diffuse sur les engagements de la France dans le cadre du Paquet Energie Climat pour les secteurs non couverts par l'EU-ETS entre 2005 et 2020.

2. Les limites du modèle et les perspectives de travaux futurs

Premièrement, le modèle industrie diffuse permet de fournir les tendances susceptibles d'inspirer la politique énergétique au sein de l'industrie en France. Néanmoins, nous ne perdons pas de vue le caractère éminemment discutable des hypothèses retenues et du paramétrage du modèle comme dans tout modèle de prospective. Les hypothèses de prix des énergies et de demandes étant exogènes, elles présentent donc quelques possibilités d'amélioration. Nous devons aussi garder à l'esprit que la réflexion prospective expose plusieurs scénarii d'évolution pour fournir des éléments de décision qui permettent de faire face à l'incertitude par l'action comme le rappelle Pierre Massé¹²².

Ensuite, notre modèle est un modèle d'équilibre partiel dans le sens où seul (ici l'industrie) un secteur de l'économie est pris en compte, négligeant ainsi les effets de rétroaction possibles sur le reste de l'économie alors même que ces effets peuvent à leur tour affecter l'efficacité des politiques énergétiques. Même si dans notre cas de l'industrie diffuse cela n'entache les résultats de modélisation que d'un faible biais, il serait intéressant d'envisager une approche de couplage des modèles « Bottom-Up » et « Top-Down » pour pallier ce manque.

Enfin, il serait aussi intéressant d'associer à ce modèle, celui des Industries Grandes Consommatrices d'Energie déjà mené auparavant pour obtenir un modèle complet de périmètre Industrie. On pourrait, de même, étudier l'interdépendance Eau-Energie dans l'industrie, notamment dans l'industrie diffuse.

¹²² Economiste et haut fonctionnaire français (1898-1987). Il fut Directeur Général Adjoint d'EDF (Electricité de France) en 1948, puis Commissaire Général du Plan entre 1959 et 1966 puis Président du Conseil d'administration de EDF entre 1965 et 1969. Il a beaucoup contribué dans la réflexion prospective en France.

Conclusion générale et perspectives

L'objectif de ce modèle étant de mettre en exergue l'intégration de la consommation d'eau dans les modèles de perspectives énergétiques de l'industrie afin d'évaluer les futurs mix énergétiques au vu de la disponibilité de l'eau. Une approche de couplage à des modèles sur l'eau effectués dans des travaux de thèses en cours et dont les résultats sont très prometteurs, devrait constituer une piste d'implémentation du modèle industrie diffuse.

Modélisation prospective de l'industrie diffuse pour l'évaluation de l'impact de politiques de Maîtrise De l'Energie (MDE) avec TIMES

La récupération de chaleur avec les Pompes à Chaleur (PAC) dans l'industrie agroalimentaire

RESUME : L'augmentation des prix de l'énergie due à la raréfaction des énergies fossiles et la prise en compte des impacts environnementaux rend inéluctable l'engagement des industriels dans une démarche de maîtrise de leurs consommations énergétiques et leurs émissions. L'Industrie Diffuse (ID), par opposition aux IGCE, est de plus en plus importante sur le plan économique, énergétique et environnemental. Elle devient ainsi une cible prioritaire d'autant plus que l'on constate qu'elle a été peu traitée dans les analyses énergétiques malgré l'intérêt des politiques en matière d'efficacité énergétique et le nombre considérable d'articles et de livres sur l'énergie. Comment quantifier alors l'implication de l'ID dans la contrainte réglementaire liée au changement climatique ? Quelles technologies et politiques à mettre en œuvre pour contribuer aux objectifs fixés par les plans d'actions pour l'efficacité énergétique ?

Le travail de cette thèse repose ainsi sur une optimisation technico-économique de la chaîne énergétique, à partir du modèle « bottom-up » de TIMES, dans une approche prospective pertinente des conséquences énergétique et environnementale de politiques MDE dans l'ID. Ce modèle s'appuie notamment sur une représentation par usages à l'inverse des IGCE du fait de l'inadaptabilité de l'approche produit/procédé. Dans ce cadre, l'analyse de la valorisation de la chaleur perdue en sortie des procédés à travers le déploiement de PAC dans l'agroalimentaire a été réalisée.

Le recours à la modélisation prospective permet notamment d'observer le profil technologique et le timing des investissements des PAC en réponse à des contraintes énergétiques ou de mesures incitatives dans le cadre de Certificat d'Economie d'Energie ou de valorisation des émissions de CO₂. Il peut mettre aussi en lumière, d'une part, une possibilité d'étude sur un ajustement incrémentiel d'une taxe sur les émissions par les autorités de régulation pour atteindre leurs objectifs environnemental et énergétique sur le court, moyen et long-terme. D'autre part, il constitue un bon outil d'aide à la décision en déterminant des coûts différenciés d'économies d'énergie dans le cadre d'investissements de technologies MDE pour un meilleur criblage sectoriel.

Mots clés : Modélisation prospective, industrie diffuse, récupération de chaleur, pompe à chaleur, MARKAL/TIMES, MDE.

Prospective modelling of the Non-Energy Intensive Industry for the evaluation of the impact of Energy Demand Management policies by using the model TIMES

Assessment of the potential of Heat Recovery with Heat Pumps systems (HP) in French Food and Drink industry

ABSTRACT: The growing energy prices due to the rarefaction of the fossil fuels and the consideration of the environmental impacts makes inevitable the involvement of industrials to promote energy efficiency policy and emissions reductions. We notice that the Non-energy intensive industry (NEI), by opposition to the energy intensive industry (EI), is expected to play an important role because of their economic and energy importance and its relatively high growth rate. It becomes then a priority target especially since it has been neglected in energy analysis despite the continuing policy interest in energy efficiency and the many reports and book written on the topic. How can NEI contribute effectively to the reduction of the energy consumptions and the CO₂ emissions? Which technologies and/or policies should be implemented to reach these objectives?

This PhD work is then based on a technical economic optimization of the sectoral energy system, by using a "bottom-up" model with TIMES framework, in a relevant prospective approach of the energy and environmental consequences of MDE policies in NEI. This model relies on a representation by energy end-uses contrary to the EI because of the unsuitability of the approach product/process. As part of this, we analyzed the industrial heat recovery on processes through the deployment of HP in Food & Drink industry, the most important NEI's sector.

Then, this prospective modelling allows observing the shape of investments of HP in response to energy constraints or incentive policies within the mechanism of Energy Savings Certificate or valuation of CO₂ emissions. It can give, on one hand, a possibility of study which giving the different adjustment of a tax on gas emissions by the authorities of regulation to reach their environmental and energy objectives in NEI over a medium or long-term horizon. On the other hand, it is very useful as a good decision-making tool by determining differentiated costs for energy savings within the investments of efficient technologies at the highest level of disaggregation for a better sectoral screening.

Keywords : Prospective modelling, Non-Energy Intensive Industry, Industrial heat recovery, Heat Pumps Systems, MARKAL/TIMES, Energy Demand Management policy