



HAL
open science

French biodiesel demand and promoting measures analysis by 2010

Frédéric Bernard

► **To cite this version:**

Frédéric Bernard. French biodiesel demand and promoting measures analysis by 2010. Humanities and Social Sciences. AgroParisTech, 2008. English. NNT : 2008AGPT0012 . pastel-00003489

HAL Id: pastel-00003489

<https://pastel.hal.science/pastel-00003489>

Submitted on 5 May 2008

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.

THÈSE

Pour obtenir le grade de

DOCTEUR

de

**L'Institut des Sciences et Industries du Vivant et de l'Environnement
(Agro Paris Tech)**

Spécialité :

Économie de l'Environnement et des Ressources Naturelles

présentée et soutenue publiquement

par

Frédéric BERNARD

le 18 février 2008

**ANALYSE DE LA DEMANDE ET DES MESURES DE PROMOTION
FRANCAISES DU BIODIESEL À L'HORIZON 2010**

Directeur de thèse : Pierre-Alain JAYET

IFP, Division des études économiques, F-92852 Reuil-Malmaison

Devant le jury :

M. Christian DE PERTHUIS, Professeur associé, Université Paris-Dauphine,
M. Jacques PERCEBOIS, Professeur agrégé, CREDEN,
M. Ghislain GOSSE, Directeur de recherche, INRA,
M. Étienne POITRAT, Ingénieur, ADEME,
M. Axel PIERRU, Chercheur ,IFP,
M. Pierre-Alain JAYET, Directeur de recherche, INRA

Rapporteur
Rapporteur
Suffragant
Suffragant
Suffragant
Directeur de thèse

Les travaux de recherche exposés dans cette thèse de doctorat ont été co-financés par l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) et l'Institut Français du Pétrole (IFP) français.

Remerciements

Merci à Axel Pierru, Stéphane His et Anne Prieur ainsi qu'à mes directeurs de thèse Jean-Claude Sourie et Pierre-Alain Jayet. Leur accompagnement académique et leur encadrement au cours de la thèse m'ont beaucoup apporté.

Merci à Isabelle, Nathalie et Alireza pour leurs attentions particulières à ma personne et à mon travail de thèse. Je les remercie chaleureusement pour leur gentillesse.

Pour leur bonne humeur, leur soutien et leurs précieux conseils tout au long de la thèse, je tiens à remercier mes "co-thésards" : Bertrand, Stéphane, Claudia, Carla, Elodie, Armelle, François, Carine et Xavier.

Je remercie également mes collègues de la division des études économiques de l'IFP qui m'ont accueilli dans leur laboratoire. Merci notamment à Martine, Catherine, Valérie, Frédérique, Nathalie Alazard-Toux, Jean-François Gruson et Denis Babusiaux.

Merci également au personnel du laboratoire d'Économie Publique de l'INRA de Grignon pour leur accueil et leur collaboration. Merci Catherine, Loïc, Laure, Stéphane, Maria Priscila, David, Olivier Gauchy, Régis Grateau, Guy Millet et Florence Jacquet.

Je remercie l'école doctorale ABIÉS pour leur gentillesse et leur attention en ce qui concerne le bon déroulement de la thèse et les bons moments passés en leur compagnie. Merci notamment à Alice, Françoise, Corinne et Claude.

REMERCIEMENTS

Je remercie Étienne Poitrat et Ghislain Gosse d'avoir accepté de faire partie de mon jury de thèse et tout particulièrement les rapporteurs Jacques Percebois et Christian de Perthuis pour leur relecture attentive du manuscrit de thèse et leurs commentaires.

Enfin merci à tous mes amis et bien sûr à mes parents, Karine, Nathalie et Isabelle sans qui toute cette aventure n'aurait pas été possible.

Résumé

Le travail de recherche présenté a pour objet l'évaluation des mesures de promotion du biodiesel envisagées à l'horizon 2010 en France.

Cette évaluation repose sur une étude approfondie de la demande de biodiesel française basée sur l'utilisation d'un modèle d'optimisation sous contraintes représentant l'ensemble de l'industrie française du raffinage. La prise en compte des caractéristiques physico-chimiques du biodiesel au moment de la constitution du pool gazole permet au biodiesel d'être incorporé à hauteur de 27% en volume dans le gazole sans problème technique majeur. Une décomposition de la valeur marginale attribuée au biodiesel par les raffineurs en fonction de ses caractéristiques physico-chimiques nous montre que le contenu énergétique du biodiesel est la caractéristique la plus défavorable à l'incorporation de biodiesel et que la densité devient contraignante au-delà de 17% d'incorporation. Le faible contenu en soufre du biodiesel peut néanmoins s'avérer intéressant à l'horizon 2010.

A la lumière de cette analyse de la demande, nous procédons à un couplage externe d'un modèle d'offre agro-industriel en biodiesel et du modèle de raffinage français. Ainsi nous étudions l'impact de la réalisation de l'objectif de mise à la consommation du biodiesel pour l'année 2010 sur les surfaces agricoles à mobiliser, la compétitivité du biodiesel, la réduction des émissions de gaz à effet de serre et la balance commerciale des produits pétroliers. A partir des résultats obtenus, nous proposons une analyse critique des mesures de promotion du biodiesel envisagées à l'horizon 2010.

Abstract

The researches presented aim at assessing biodiesel promoting measures under consideration in France by 2010.

This assessment is based on a deep study of French biodiesel demand. The use of a linear model for optimizing the whole French refining industry costs allow us to take into account the physicochemical characteristics of biodiesel useful for gas oil blending operation. This researches show that biodiesel can be incorporated up to 27% blend in volume to diesel fuel without major technical problem. A decomposition of the value allotted to the biodiesel by French refiners according to its physicochemical characteristics shows that energy content is the most disadvantageous characteristics for biodiesel incorporation and, up to 17%, density become also constraining. However, the low biodiesel sulphur content could become interesting from now to 2010.

On the basis of this biodiesel demand analysis, we proceed to an external coupling of an agro-industrial model of biodiesel supply with the French refining model. Thus, we study the impact of the 2010 French biodiesel consumption objective on agricultural surface need, the competitiveness of the biodiesel, the reduction of greenhouse gases emissions and the trade balance of the petroleum products. On this basis, we propose a critical analysis of French biodiesel promoting measures under consideration by 2010.

Table des matières

Glossaire	11
Liste des tableaux	17
Liste des figures	21
Introduction	23
I Émergence du biodiesel en substitution au gazole	27
1 Contribution du gazole aux problématiques des transports	28
1.1 Contribution du transport à la consommation énergétique de la France . . .	28
1.2 Un transport marqué par le développement du carburant gazole	31
1.3 Contribution de la consommation du gazole à la pollution atmosphérique .	33
1.4 Contribution du gazole à la facture pétrolière de la France	38
2 Intérêt du biodiesel comme substitut au gazole	41
2.1 Quelles solutions pour le transport routier ?	41
2.2 Le biodiesel : un compromis entre technologie et environnement	44
2.3 Construction d'une politique en faveur du biodiesel	48
3 Incertitudes et controverses autour du développement du biodiesel	51
3.1 Quels critères d'évaluation ?	51
3.2 Potentiel, compétitivité et avantage concurrentiel du biodiesel	52
3.3 Une politique de promotion du biodiesel controversée	57

4	Description du marché français du biodiesel	63
4.1	La place prépondérante du biodiesel de colza	63
4.2	Le biodiesel : une consommation intermédiaire	65
4.3	Une production monopolisée par des agro-industriels implantés en France	67
4.4	Les raffineurs : des acteurs incontournables de la demande de biodiesel	70
II	Modélisation de la demande de biodiesel	73
5	Approche et méthodologie	74
5.1	De l'intérêt d'une nouvelle approche	74
5.2	Analyse de la demande de biodiesel comme base gazole	78
6	Modèle d'optimisation du raffinage sous contraintes	83
6.1	Modélisation par programmation linéaire	83
6.2	Composition du programme d'optimisation du raffinage	88
6.3	Solutions du problème d'optimisation des raffineurs français	93
6.4	Caractéristiques du modèle mis en œuvre	101
7	Calibrage du modèle : l'industrie pétrolière française en 2005	104
7.1	Contribution à la modélisation de la constitution du pool diesel	105
7.2	Prise en compte des caractéristiques du biodiesel	108
7.3	Le choix des paramètres du modèle	121
7.4	Validation du calibrage dans le contexte de l'année 2005	131
7.5	Influence de l'agrégation nationale sur les résultats	136
III	Analyse de la demande française de biodiesel	141
8	Aspects technico-économiques de la demande de biodiesel	142
8.1	La demande conditionnelle de biodiesel des raffineurs	142
8.2	Valorisation des caractéristiques physico-chimiques du biodiesel	154
8.3	Intérêt du biodiesel à moyen terme	162
8.4	Compilation des valeurs attribuées au biodiesel par les raffineurs français	170

9 Enseignements de la composition du gazole	174
9.1 Incorporation du biodiesel et balance commerciale	174
9.2 Relation entre le prix des bases gazoles importées et la valorisation marginale du biodiesel	179
9.3 Sensibilité de la demande de biodiesel au prix du pétrole brut	181
10 Gaz à effet de serre du raffinage et incorporation de biodiesel	184
10.1 Les émissions de CO ₂ des raffineries françaises	184
10.2 Modélisation des émissions de CO ₂ dans le modèle de raffinage	185
10.3 Biodiesel et émissions des raffineurs français	186
IV Analyse des mesures de promotion du biodiesel à l’horizon 2010	191
11 Approche et revue de littérature	192
11.1 Revue des études d’évaluation des mesures de promotion du biodiesel	192
11.2 Analyse du marché du biodiesel en équilibre partiel	197
11.3 Définition du marché pertinent du biodiesel	199
11.4 Les mesures de promotion du biodiesel mises en place en France	202
12 Disponibilité des surfaces agricoles	212
12.1 Les acteurs des filières de production des biocarburants	212
12.2 La modélisation de l’offre agro-industrielle de biodiesel de colza	215
12.3 Disponibilité des surfaces agricoles françaises à l’horizon 2010	231
13 Compétitivité et incitations fiscales du biodiesel	238
13.1 Couplage des modèles agro-industriels et de raffinage	238
13.2 Compétitivité et modulation de la TIPP du biodiesel en 2010	244
13.3 Influence du biodiesel sur le commerce extérieur des produits pétroliers	250
14 Analyse environnementale de l’incorporation du biodiesel en 2010	254
14.1 Une approche intéressante pour les analyses de cycle de vie	254
14.2 Calcul des surfaces agricoles à mobiliser	255
14.3 Évolution des émissions de CO ₂ de la raffinerie	256
14.4 Données sur les consommations de produits pétroliers importés	256
14.5 Produits pétroliers, biodiesel et éco-fiscalité	257

Conclusion	261
Bibliographie	265
Annexes	275
A Norme NF EN 590 - CSR 1^{er} Mai 2005 (GAZOLE)	276
B Norme NF EN 14214 -Avril 2004 (BIODIESEL)	278
C Article : Bernard et Prieur (2007) “Biofuel market and carbon modeling to analyse french biofuel policy” <i>Energy Policy</i>, 35(12), 5991-6002	280

Glossaire

ABIES	Agriculture alimentation environnement santé
ACE	Aide aux cultures énergétiques
ACEA	Association des constructeurs européens d'automobiles
ACV	Analyse de cycle de vie
ADEME	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
AGRICE	Agriculture pour la chimie et l'énergie
ALTENER	Alternative energy program - Programme pour les énergies alternatives
API	American petroleum institute - Institut américain du pétrole
B10	Mélange de 10% de biodiesel avec 90% de gazole d'origine fossile
B30	Mélange de 30% de biodiesel avec 70% de gazole d'origine fossile
BtL	Biomass to liquid
CAFE	Clean air for Europe - Air propre pour l'Europe
CE	Commission Européenne
CEN	Comité Européen de Normalisation
CETIOM	Centre technique interprofessionnel des oléagineux métropolitains
CGAAER	Conseil général de l'agriculture, de l'alimentation et des espaces ruraux
CH₄	Méthane
CCIP	Chambre de commerce et d'industrie de Paris
CIRC	Centre International de Recherche contre le Cancer
CITEPA	Centre interprofessionnel technique d'étude de la pollution atmosphérique
CIVP	Comité interministériel pour les véhicules propres
CUMA	Coopératives d'utilisation de matériel agricole
Cm	Coût marginal
CO	Monoxyde de carbone
CO₂	Dioxyde de carbone
CO_{2eq}	Dioxyde de carbone équivalent
COP	Céréales et oléoprotéagineux
COV	Composé organique volatile

COVNM	Composé organique volatile non méthanique
CONCAWE	Conservation of clean air and water in Europe - Conservation d'un air et d'une eau propre en Europe
CPDP	Comité professionnel du pétrole
CRR	Compagnie rhénane de raffinage
Cu	Cuivre
DAIE SESP	Direction des affaires internationales et des échanges, service économie, statistiques et prospective
DI	Diester Industrie
D2I	Diester Industrie Internationale
DIREM	Direction des ressources énergétiques et minérales
DGEMP	Direction générale de l'énergie et des matières premières
EEHV	Ester éthylique d'huile végétale
EMHA	Ester méthylique d'huile animale
EMHV	Ester méthylique d'huile végétale
EPEFE	European program on emissions, fuels and engine technologies - Programme européen sur les technologies moteurs, les carburants et les émissions
ETBE	éthyl-tertio-butyl-éther
EUCAR	European council for automotive R&D
FAPETRO	Fonds d'Analyse des Produits Pétroliers
FAPRI	Food and agricultural policy research institute
FCC	Fluid catalytic cracking - Craquage catalytique fluide
FOP	Fédération française de producteurs d'oléagineux et protégéineux
GAMS	Generalized Algebraic Modeling System
GES	Gaz à effet de serre
GMS	Grandes et moyennes surfaces
GPL	Gaz de pétrole liquéfié
ha	hectare
HAP	Hydrocarbure aromatique polycyclique
HC	Hydrocarbures imbrûlés
HDS	Hydrodésulfuration
HDSr	Hydrodésulfuration "revampée" ou modernisée
HFRR	Hight frequency reciprocation rig
HGO	Heavy gas oil - Gas oil lourd
HHI	Herfindahl-Hirschmann index - Indice de Herfindahl-Hirschmann
HVP	Huile végétale pure
IEA	International energy agency - Agence internationale de l'énergie

IFP	Institut Français du Pétrole
INFORSE-EUROPE	International network for sustainable energy - Europe
INRA	Institut national de la recherche agronomique
IPCC	International panel on climate change
ISBL	Investissement en limite de batterie
ISO	International Standard Organisation - Organisation internationale de normalisation
JAMA	Japanese automobile manufacturers association - Association des constructeurs automobiles japonais
JRC	Joint research center - Centre de recherche associé
KAMA	Korean automobile manufacturers association - Association des constructeurs d'automobiles coréens
KKVB	Koninklijke Bunge BV
LP	Linear programming - Programmation linéaire
MAORIE	Modèle d'offre agricole régional INRA économie
MEDD	Ministère de l'écologie et du développement durable
MINEFI	Ministère de l'économie, des finances et de l'emploi
MJ	Méga joule
MTBE	Méthyl-tertio-butyl-éther
Mtep	Mega tonne équivalent pétrole
N₂O	Protoxyde d'azote
NOx	Oxydes d'azote
NREL	National renewable ecology laboratory of the US department of energy
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
OGM	Organismes génétiquement modifiés
ONIOL	Office national interprofessionnel des céréales
OSCAR	Optimisation du surplus économique des carburants agricoles renouvelables
OURSE	Oil is used in refineries to supply energy
PAC	Politique Agricole Commune
Pb	Plomb
PCI	Pouvoir calorifique inférieur
PM	Particule matter - particules en suspension
PNRB	Programme national de recherche sur les bioénergies
ppm	parties par million
PREDIT	Programme de recherche et d'Innovation dans les transports terrestres
PROLEA	Filière française des huiles et protéines végétales
PT	Post traitement

RIC	Réseau d'information comptable agricole
RFm	Recette factorielle marginale
S	Soufre
SAU	Surface agricole utile
SCOP	Surface en céréales et oléoprotéagineux
SES	Service économique et social
SO₂	Dioxyde de soufre
SOFIPROTEOL	Société financière de la filière française des huiles et protéines végétales
SR	Straight Run - En direct
SRI	Southern research institute
TIPP	Taxe intérieure à la consommation sur les produits pétroliers
TGA	Thermogravimétrie
TGAP	Page sur les activités polluantes
RFA	Renewable fuel association - Association des carburants renouvelables
UE	Union Européenne
URF	Union routière de France
VUL	Véhicules utilitaires légers
WEC	World energy council

Liste des tableaux

1.1	Pollutions atmosphériques engendrées par le secteur du transport, du transport routier et des véhicules Diesel	33
2.1	Comparaison des émissions de polluants réglementées en fonction de différents mélanges de biodiesel dans le gazole à 10ppm de soufre par rapport au gazole pur	45
3.1	Étapes et rendements en produits et coproduits de la production de l'ester méthylique de colza	54
4.1	Production du biodiesel par réaction de transestérification	64
4.2	Caractéristiques physico-chimiques de différents esters méthyliques d'acide gras	65
4.3	Indices de concentration de la production de biodiesel agréementée par la France	68
4.4	Acteurs français du raffinage en 2005	70
5.1	Valeur du biodiesel considérée par diverses études	75
5.2	Calendrier européen et français d'incorporation de biodiesel dans le gazole	79
6.1	Saturation ou non de la contrainte duale de recette factorielle marginale du biodiesel	100
6.2	Saturation ou non de la contrainte duale de recette factorielle marginale du biodiesel	100
6.3	Paramètres, variables primales et duales du modèle utilisé	102
6.4	Détail des contraintes du modèle de l'industrie française de raffinage	102
7.1	Qualités du gas-oil Russe en fonction des traitements suivis	108
7.2	Spécifications croisées du gazole et des biodiesels	110
7.3	Évolution des spécifications soufre des carburants automobiles (ppm)	111

7.4	Spécifications du gazole et qualités de tenue à froid du biodiesel de colza (EMC)	114
7.5	Pouvoir lubrifiant de l'ester de colza en mélange au gazole à 10 ppm de soufre	115
7.6	Tableau récapitulatif des caractéristiques du biodiesel et du gazole	118
7.7	Spécifications du gazole et qualités du biodiesel retenues	120
7.8	Provenances des pétroles bruts importés par la France	122
7.9	Caractéristiques des pétroles bruts représentatifs du modèle de raffinage . .	122
7.10	Classement par qualités des pétroles bruts produits selon les pays exportant en France	124
7.11	Table de correspondance entre qualité et appellation	125
7.12	Structure de l'approvisionnement français en pétrole brut retenu	125
7.13	Capacités affichées des unités françaises de raffinage	126
7.14	Unités modélisées dans le modèle de raffinage	127
7.15	Prix des intrants et déchets retenus dans le modèle	128
7.16	Production nette, demande et solde du commerce extérieur de produits pétroliers en France (Mt)	129
7.17	Prix des produits pétroliers à l'export (FOB) et à l'import (CIF)	130
7.18	Composition du pool gazole à l'optimum (hors gas-oil Russe)	132
7.19	Résultats du calibrage	134
8.1	Programme primal simplifié du raffinage	149
8.2	Programme dual simplifié du raffinage	150
8.3	Qualités du biodiesel et spécifications du gazole pour les critères de qualité considérés	152
8.4	Relâchement de la contrainte soufre par incorporation de biodiesel	156
8.5	Demandes et spécifications des produits pétroliers retenues pour le scénario 2010	163
8.6	Programme primal simplifié de moyen terme du raffinage	166
8.7	Programme dual simplifié de moyen terme du raffinage	167
10.1	Émissions de CO ₂ par raffinerie de métropole française	185
10.2	Coefficient d'émission de CO ₂ par type de combustible	186
11.1	Évaluations des écarts entre coûts de production et valorisations (€/hl) . .	196
11.2	Production de biodiesel et avantages fiscaux de quelques pays de l'UE-25 .	201
11.3	Montants de la TIPP applicable (en €/hl)	206

11.4	Calendrier d'évolution du taux de la TGAP en énergie et équivalence en volume pour chaque carburant	207
11.5	Évolution de la défiscalisation accordée au biodiesel (€/hl)	208
11.6	Niveau de défiscalisation de la TIPP à accorder au biodiesel pour rester à iso-budget par rapport à l'année 2005 (156 M€)	209
12.1	Grandes cultures produites en France en 2005	213
12.2	Étapes et rendements en produits et co-produits de la production de l'ester méthylique de colza	214
12.3	Données économiques 2005 des cultures et usages de sols agricoles	220
12.4	Capacité des unités d'estérification agrémentées et implantées en France	223
12.5	Coûts variables de transformation du colza en biodiesel (€/t, sans valorisation des co-produits)	225
12.6	Coût de production du biodiesel retenu pour la modélisation	225
12.7	Évaluations des coûts de production du biodiesel	227
12.8	Capacité des unités d'estérification agrémentées et implantées en France (t/an)	229
12.9	Évaluations des écarts entre coûts de production et valorisations	231
13.1	Demandes et évolutions des prix des produits pétroliers et des pétroles bruts (\$/t) en 2010	243
13.2	Écart entre valorisation et coût de production du biodiesel à l'horizon 2010 (en €/hl)	245
13.3	Avantage concurrentiel par le cumul des exonérations de la TIPP et de la TGAP accordées au biodiesel	249
13.4	Influence de l'incorporation de 2,7 Mt de biodiesel sur le commerce extérieur de produits pétroliers en 2010	252

Table des figures

1.1	Part des consommations énergétiques sectorielles et des modes de transports en France en 2004	29
1.2	Intensités énergétiques finales (indice base 100 en 1973)	29
1.3	Consommations d'énergie du secteur des transports par mode en France (Mtep)	30
1.4	Évolution de la consommation des carburants vehicules et du fioul lourd (en Mtep)	32
1.5	Évolution de la réglementation des émissions de véhicules particuliers Diesel	34
1.6	Évolution du taux moyen d'émissions de CO ₂ en France depuis 1995	35
1.7	Évolution de la facture énergétique déclinée par type d'énergie (en M€2006)	38
3.1	Déplacements des courbes d'offre et de demande permettant un accroissement de la quantité de bien produite	57
4.1	Schéma des acteurs de la filière et des mesures de promotions qui leur sont adressées	66
4.2	Agréments de défiscalisation français accordés aux industries implantées en France et à l'étranger	67
5.1	Étude du biodiesel comme "additif" au gazole	75
5.2	Distribution fréquentielle de la densité du gazole correspondant à des contrôles inopinés	77
5.3	Étude du biodiesel comme base gazole	78
6.1	Production jointe au niveau d'une unité de traitement produisant deux effluents à partir d'une seule charge	86
7.1	Schéma du raffinage initial concernant le pool gazole	105
7.2	Les procédés de traitement du gas-oil d'origine Russe	107

7.3	Comparaison des courbes de distillation du gazole et du biodiesel	116
7.4	Schéma du raffinage concernant le pool gazole	121
7.5	Coûts d'une production intérieure par rapport aux prix d'imports (CIF) et d'exports (FOB) et destination des productions d'un producteur rationnel .	130
7.6	Influence d'une évolution du prix d'un bien sur la courbe de demande agrégée dans le cas de deux raffineries différentes	137
7.7	Influence d'une évolution du prix d'un bien sur la courbe de demande agrégée dans le cas de deux raffineries identiques	138
8.1	Demande "directe" de biodiesel obtenue par paramétrisation des prix du biodiesel (-1\$/t)	144
8.2	Demande inverse de biodiesel obtenue par paramétrisation sur les quantités de biodiesel (+0,02Mt)	145
8.3	Phase 1 de la demande inverse de biodiesel	147
8.4	Courbe de réponse quantité/prix de biodiesel	153
8.5	Évolution de la valeur du biodiesel attribuée à sa teneur en soufre nulle en fonction de la quantité de biodiesel incorporée	155
8.6	Recette factorielle marginale des 7 premiers millions de tonnes de biodiesel pour des teneurs en soufre maximum du gazole de 50 à 10ppm	156
8.7	Évolution de la valeur du biodiesel attribuée au faible contenu énergétique du biodiesel en fonction de la quantité de biodiesel incorporée	157
8.8	Évolution du coût (valeur négative) du biodiesel attribué à sa densité élevée en fonction de la quantité de biodiesel incorporée	158
8.9	Évolution du coût d'opportunité du biodiesel en fonction de l'indice de cétane minimum exigé	159
8.10	Évolution de la valeur du biodiesel liée à l'indice de cétane du gazole et de l'indice de cétane du gazole en fonction de la quantité de biodiesel incorporée au gazole	160
8.11	Évolution de la valeur du biodiesel attribuée au bon pouvoir lubrifiant du biodiesel en fonction de la quantité de biodiesel incorporée pour un gazole à 50ppm de soufre	161
8.12	Courbe de demande de biodiesel pour l'année 2010	165
8.13	Évolution des investissements en capacités d'hydrocraqueur et modernisation d'unité d'HDS en fonction de la quantité de biodiesel incorporée dans le pool gazole	166
8.14	Corrélations entre les décisions d'investissement des raffineurs et la quantité de biodiesel incorporée	169
8.15	Valeurs attribuées aux qualités du biodiesel	170
8.16	Courbe de demande inverse du biodiesel à court terme	172

8.17	Courbe de demande inverse du biodiesel à moyen terme (2010)	173
9.1	Évolution de la composition du pool gazole en fonction de l'incorporation de biodiesel	175
9.2	Isoquante de production de gazole entre le gas-oil Russe et le biodiesel . . .	177
10.1	Influence de la demande de biodiesel incorporé sur les émissions de CO ₂ de l'industrie française du raffinage	187
10.2	Évolution de la demande de biodiesel en fonction des prix des permis d'émis- sion de CO ₂	188
12.1	Agrégation des offres individuelles pour construire la courbe d'offre de la branche	219
12.2	Décomposition de l'allure de la courbe d'offre en colza énergétique	221
12.3	Courbe d'offre en colza énergétique de la branche agricole dans les conditions 2005	222
12.4	Relation entre taille des unités d'estérification et coût variable d'estérification	224
12.5	Courbe d'offre agro-industrielle de biodiesel dans les conditions 2005	226
12.6	Partage des surplus de production de la filière de biodiesel dans les condi- tions 2005	227
12.7	Courbe d'offre en colza énergétique de la branche agricole dans les conditions 2010	231
12.8	Courbe d'offre du secteur agro-industriel en biodiesel dans les conditions	232
12.9	Courbe d'offre agricole de colza énergétique pour 2010	234
13.1	Détermination de la défiscalisation à attribuer au biodiesel par la méthode de couplage	241
13.2	Courbe d'offre agro-industrielle et de demande de l'industrie française du raffinage dans les conditions 2005	242
13.3	Évolution des exonérations fiscales dont bénéficieraient les raffineurs fran- çais en 2010	249
13.4	Avantage concurrentiel par le cumul des exonérations de la TIPP et de la TGAP accordées au biodiesel en 2010 pour un prix du brut de 70\$/bl . . .	250
14.1	Évolution des importations de bruts en fonction de la quantité de biodiesel incorporée	257

Introduction

A l'heure actuelle, l'enjeu majeur du secteur des transports est de promouvoir la mobilité des individus et des marchandises tout en réduisant l'impact de ce secteur sur la facture pétrolière, la dépendance énergétique et la pollution atmosphérique. La prédominance du mode de transport routier caractérisé, en France, par une forte diésélisation du parc de véhicules, a naturellement fait émerger l'idée d'un substitut au gazole respectueux de l'environnement. Du fait de sa viabilité technique et de son intérêt environnemental, le biodiesel s'est avéré être la solution la plus facile à mettre en œuvre. C'est pourquoi, malgré les controverses, ce biocarburant a fait l'objet, en France, d'un plan de développement. Ce plan s'appuie sur des mesures d'incitation à la production des cultures agricoles à l'origine de la production de biodiesel, une certification de contingents de production de biodiesel, des mesures d'exonération fiscale pour inciter l'utilisation du biodiesel ainsi que des objectifs de mise à la consommation du biodiesel.

Les mécanismes ainsi que les justifications des mesures de promotion du biodiesel s'appuient généralement sur une approche simplifiée de la demande de biodiesel qui ne prend pas en compte la réalité économique des raffineurs, principaux acteurs de la demande de biodiesel en France. La prise en compte des caractéristiques physico-chimiques du biodiesel susceptibles d'influencer la composition du gazole nous permettra de prendre en compte cette logique en identifiant et en chiffrant les atouts et les limites du biodiesel comme constituant du gazole. Nous évaluerons dans quelle mesure les raffineurs sont susceptibles de valoriser les caractéristiques physico-chimiques du biodiesel (contenu énergétique, densité, indice de cétane, viscosité, pouvoir lubrifiant, teneur en soufre et point de trouble) pour produire un gazole aux normes européennes. Nous effectuerons également un certain nombre d'études de sensibilité de la valeur accordée au biodiesel, aux spécifications du gazole ainsi qu'au prix du pétrole brut. Cette approche nous permettra d'analyser la manière

dont évoluent : 1) le fonctionnement des raffineries françaises, 2) la composition du gazole à court terme, 3) les émissions de gaz à effet de serre et 4) les choix d'investissement des raffineurs à moyen terme en fonction la quantité de biodiesel incorporée dans le gazole. Cette approche s'appuiera sur l'utilisation d'un modèle de programmation linéaire représentant l'industrie française du raffinage.

Sur la base de cette analyse de la demande de biodiesel, nous procédons au couplage d'un modèle d'offre agro-industriel et du modèle de demande pétrolière en biodiesel afin d'évaluer les mesures de promotion du biodiesel envisagées en France, à l'horizon 2010. Ainsi, nous examinerons l'impact de l'incorporation de biodiesel à hauteur de 7% en énergie dans le gazole à l'horizon 2010 sur 1) l'utilisation des surfaces agricoles, 2) la compétitivité du biodiesel, 3) les émissions de gaz à effet de serre et 4) la balance commerciale des produits pétroliers. Sur cette base nous développons une analyse critique des mesures de promotion du biodiesel envisagées en France en 2010.

La première partie a pour objectif de présenter le contexte du développement du biodiesel en France. D'une part, nous présenterons les raisons qui font du biodiesel une solution viable aux problématiques du secteur des transports (pollution et dépendance pétrolière). D'autre part, nous exposerons les controverses relatives aux potentiels du biodiesel. Nous mettrons ainsi en évidence l'importance de consolider les connaissances relatives aux impacts techniques, environnementaux et économiques de la production et de l'utilisation du biodiesel. Enfin, nous présenterons le marché du biodiesel français, ses acteurs et ses caractéristiques.

La deuxième partie présente l'approche méthodologique mise en œuvre afin d'analyser de la demande de biodiesel. Après avoir identifié les caractéristiques physico-chimiques du biodiesel pertinentes pour la production d'un carburant gazole, nous présentons le modèle de raffinage dans lequel elles sont intégrées. Nous effectuons ensuite le calibrage du modèle de raffinage dans les conditions de l'année 2005 sur lequel sera basée l'analyse de la demande du biodiesel.

La troisième partie présente l'analyse de la demande en biodiesel des raffineurs. Elle vise à déterminer les caractéristiques principales de la demande des raffineurs et éva-

luer la sensibilité de la demande de biodiesel au prix du pétrole brut et l'influence de l'incorporation de biodiesel sur le commerce des produits pétroliers et les émissions de CO₂ des raffineries françaises.

Enfin, dans une quatrième partie, nous évaluons l'impact de l'incorporation de biodiesel à hauteur de 7% dans le gazole en énergie à l'horizon 2010 et nous effectuons l'analyse critique des mesures de promotion du biodiesel envisagées à l'horizon 2010.

Première partie

Émergence du biodiesel en substitution au gazole

Chapitre 1

Contribution du gazole aux problématiques des transports

Dans ce chapitre, nous mettons en évidence la responsabilité majeure du carburant gazole dans les émissions polluantes et la facture pétrolière du secteur des transports, en France, afin de montrer la nécessité de s'intéresser aux alternatives du gazole.

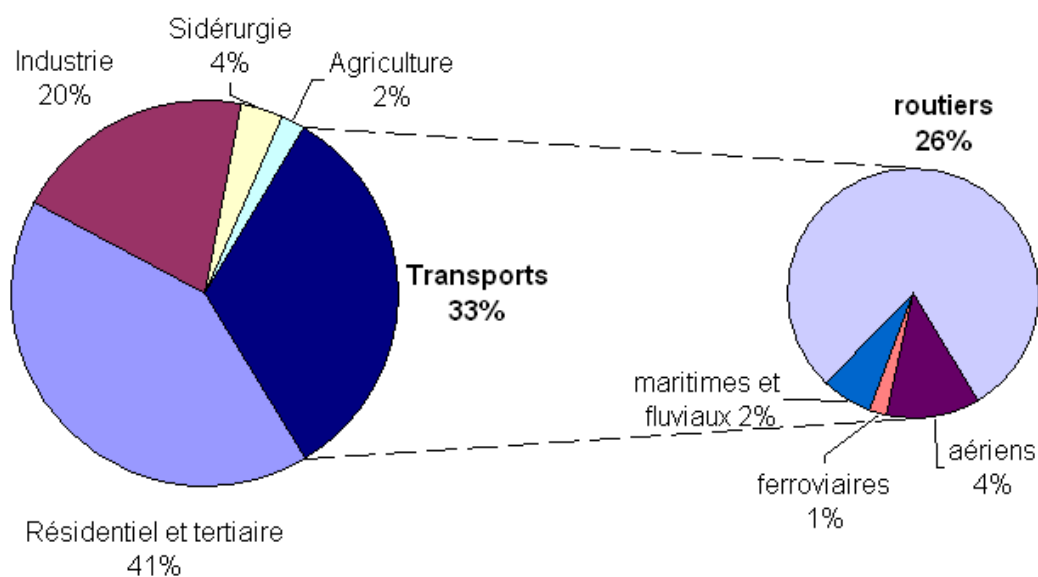
1.1 Contribution du transport à la consommation énergétique de la France

Le secteur des transports est, après le résidentiel-tertiaire, le secteur le plus consommateur d'énergie en France. Il représente à lui seul 33% de la consommation énergétique finale¹ en 2004 et consomme, depuis les années 2000, plus de 55% des produits pétroliers utilisés sur le territoire (figure 1.1 ; Boulard, 2007).

C'est également un secteur en forte croissance. La part du secteur des transports dans la consommation énergétique finale a gagné 10 points entre 1973 et 2005. C'est aussi le seul secteur à ne pas avoir réduit son intensité énergétique² depuis 1973 (figure 1.2).

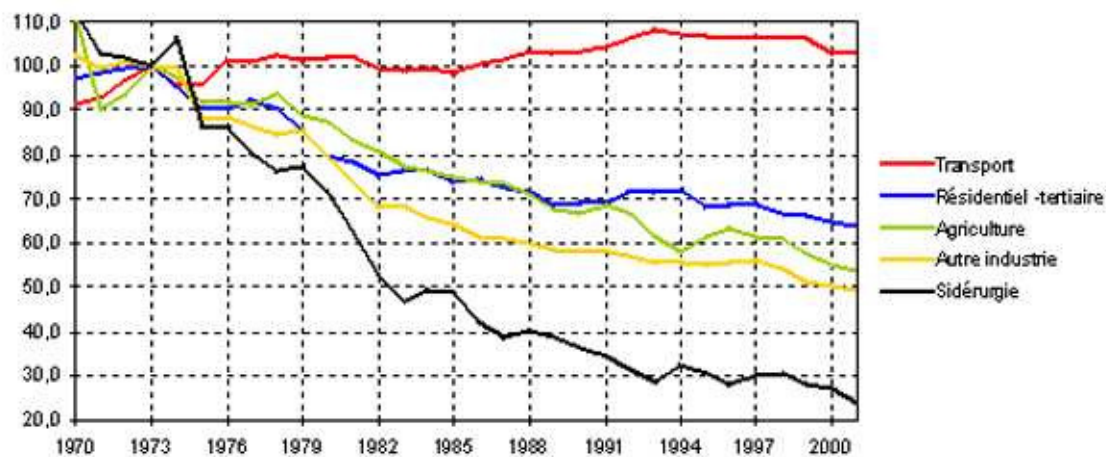
¹La consommation énergétique finale correspond à la consommation totale d'énergie primaire diminuée de la consommation de la "branche énergie" (centrales électriques, raffineries, consommations internes, pertes).

²L'intensité énergétique sectorielle correspond au rapport de la consommation d'énergie du



Sources : CPDP, Ministère des Transports : DAEI SESP, Observatoire de l'Énergie

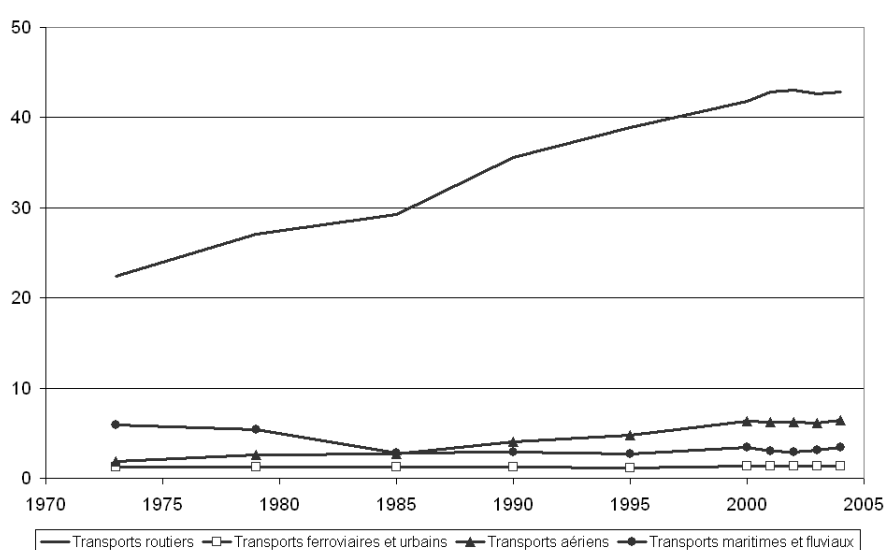
Figure 1.1 – Part des consommations énergétiques sectorielles et des modes de transports en France en 2004



Source : Observatoire de l'énergie

Figure 1.2 – Intensités énergétiques finales (indice base 100 en 1973)

En effet, les autres secteurs (industrie, tertiaire-résidentiel, agriculture, sidérurgie) ont déjà fortement réduit leur intensité énergétique, ce qui se traduit par des difficultés croissantes de réduction des consommations énergétiques de ces secteurs (cf. pentes convexes des courbes d'intensité énergétique de ces secteurs sur la figure 1.2). Afin d'économiser davantage d'énergie, il devient par conséquent indispensable d'améliorer l'efficacité énergétique des transports et notamment des transports routiers qui représentent 80% de la consommation énergétique du secteur depuis le début des années 2000 (cf. figure 1.3).



Sources : CPDP, Ministère des transports : DAEI/SESP, Observatoire de l'énergie

Figure 1.3 – Consommations d'énergie du secteur des transports par mode en France (Mtep)

Les faibles variations de l'intensité énergétique des transports ne signifient pas pour autant l'absence de toute amélioration dans l'efficacité énergétique de ce secteur. Néanmoins, cet effet est contrebalancé par le développement en volume des transports. Depuis 10 ans, alors que la circulation totale a augmenté de 14%, la consommation unitaire moyenne des véhicules a été réduite de 9%. Malgré ces évolutions, le transport routier présente un fort potentiel d'économie d'énergie. Il nous faut dorénavant tirer parti de ce potentiel qui jusqu'à aujourd'hui est resté difficile à mettre

secteur considéré au produit intérieur brut global. Cet indicateur montre la capacité d'un secteur à limiter sa consommation d'énergie par unité de valeur ajoutée. C'est une mesure de l'efficacité énergétique d'un secteur.

en oeuvre du fait de la diversité des usages (transport en commun, individuel, de passagers ou de marchandises), de l'hétérogénéité des motorisations (essence, Diesel, GPL, gaz naturel), de l'atomicité du secteur avec 36 millions de véhicules en circulation en 2005 (poids lourds, véhicules utilitaires et véhicules légers), du manque de substituts techniquement et économiquement viables ou encore de volonté politique.

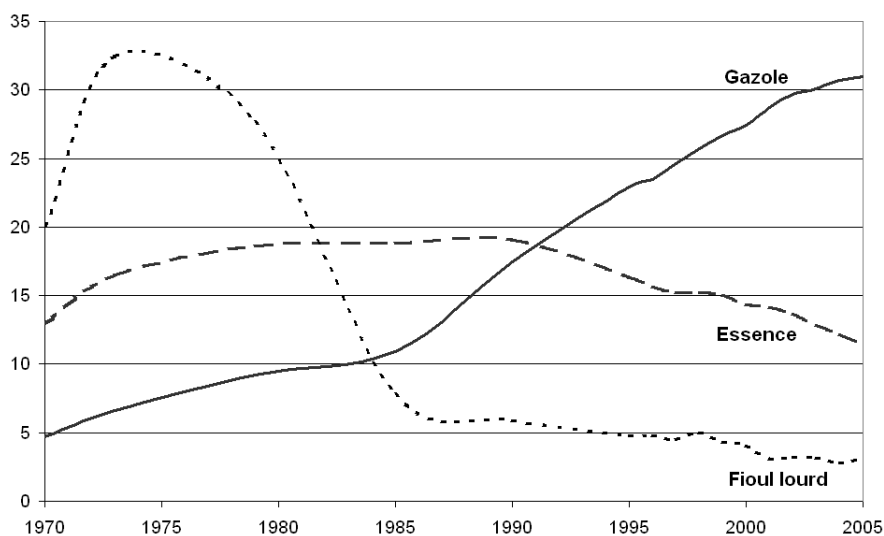
Certaines spécificités du transport routier laissent néanmoins entrevoir des voies d'action. En France, comme en Europe, la caractéristique majeure des transports routiers est la forte diésélisation du parc de véhicules.

1.2 Un transport marqué par le développement du carburant gazole

La développement du carburant gazole³ en France et en Europe date du début du premier choc pétrolier. Alors que dans le reste du monde, l'essence reste le carburant de référence, en Europe l'explosion des transports s'appuie sur le carburant gazole. A partir de son lancement, le carburant gazole ne cessera de voir sa consommation croître au détriment du fioul lourd puis, à partir des années 1990, de l'essence. Ces années seront marquées par le développement de nouvelles technologies pour moteur Diesel (injection directe et filtres à particules) qui donnèrent une nouvelle impulsion au carburant gazole en France et dans les pays frontaliers : Allemagne, Italie et Espagne (Bensaïd, 2004). La diésélisation du parc de véhicules français est également le résultat d'une fiscalité favorable aussi bien à la pompe (taxe intérieure sur les produits pétroliers (TIPP) avantageuse par rapport à l'essence) qu'à l'achat des véhicules Diesels (carte grise, vignette). Les progrès réalisés et les mesures mises en place contribuèrent, et contribuent toujours, à la prépondérance du carburant gazole en France qui représentait en 2005, 73% de la consommation des carburants routiers (figure 1.4).

En France, les poids lourds, les autobus et les véhicules utilitaires légers (VUL) fonctionnent quasi-exclusivement au gazole alors que les véhicules particuliers sont

³Le gazole est le nom français du Diesel. Il désigne le carburant utilisé dans les moteurs Diesel. Nous distinguerons par la suite le gazole et le gas-oil qui est un constituant du gazole.



Source : CPDP, Observatoire de l'énergie

Figure 1.4 – Évolution de la consommation des carburants véhicules et du fioul lourd (en Mtep)

équipés à 48% de moteur Diesel (URF, 2006). Pourtant, ramenés au nombre de véhicules, à la consommation et au parcours moyen de chaque catégorie, les véhicules particuliers représentent le premier poste de consommation de gazole avec 41% de la consommation totale en 2005, suivis des poids lourds (35%) et des VUL (21%). Cette tendance à la diésélisation va se poursuivre dans les années à venir car 69% des voitures particulières vendues actuellement sont équipées de moteur Diesel (URF, 2006). Ainsi, le taux de diésélisation des véhicules particuliers, d'une durée de vie maximale de 15 années, pourrait atteindre 51% en 2010 et 67% en 2025 en considérant un écart de TIPP entre l'essence et le gazole équivalent à celui de l'année 2005 (SES, 2005).

En résumé, le secteur des transports repose principalement sur le carburant gazole qui représente 56% de la consommation énergétique du secteur qui, de par son expansion, intensifiera encore la consommation du gazole.

La substitution du gazole représente par conséquent un levier d'action privilégié pour réduire l'impact du secteur des transports sur l'environnement et la facture pétrolière.

	Secteur du transport		Transport routier		Diesel
	% tot. national	Δ 2004/1990	% tot. transport	Δ 2004/1990	% tot. routier
Eutrophisation, acidification, pollution photochimique					
SO ₂ (kt)	7	-77	67	-83	85
NO _x (kt)	54	-44	89	-47	73
CO (kt)	34	-67	93	-69	11
COVNM (kt)	25	-68	86	-72	21
Effet de serre					
CO ₂ (Mt)	26	18	94	19	71
N ₂ O (kt)	6	163	98	170	63
Contamination métaux lourds					
Pb (t)	9	-100	0	-100	0
Cu (t)	82	23	62	28	74
Contamination polluants organiques persistants					
HAP (t)	12	73	100	73	93
Contamination particules en suspension					
PM ₁₀ (kt)	13	-14	87	-16	93
PM _{2.5} (kt)	16	-19	88	-21	97
PM _{1.0} (kt)	23	-20	89	-23	100

Source : CITEPA (2006), p.137

Tableau 1.1 – Pollutions atmosphériques engendrées par le secteur du transport, du transport routier et des véhicules Diesel

1.3 Contribution de la consommation du gazole à la pollution atmosphérique

Les transports contribuent aux émissions de polluants atmosphériques que ce soit par la combustion des carburants ou par l'usure des pneus, des routes, des freins qu'entraînent leur utilisation. Les substances ou particules émises dans l'atmosphère provoquent des pollutions de natures diverses (acidification, eutrophisation, pollution photochimique, effet de serre, contamination par les métaux lourds, par les polluants organiques persistants, ou encore par des particules en suspension, tableau 1.1).

Si toutes ces substances ont un effet négatif sur l'environnement et/ou sur l'homme, certaines font l'objet d'une attention particulière du fait de la croissance de leurs concentrations, mais également de la connaissance des effets néfastes qu'elles entraînent. Les polluants les plus préoccupants ont fait l'objet d'une réglementation. Des normes imposent des critères de qualité en termes de composition des carburants ou d'émissions de véhicules garantissant des niveaux d'émissions restreints des polluants visés. C'est grâce à ces normes que, depuis les années 1990, d'importants

progrès ont été effectués pour réduire les émissions de particules en suspension, de plomb (Pb), du monoxyde de carbone (CO), des oxydes d'azote (NOx), des particules en suspension (notées PM en anglais pour Particule Matter), du soufre (S) et des hydrocarbures imbrûlés (HC) dans les transports. Les normes "Euro" établies dans le cadre du programme européen EPEFE⁴ d'Auto-Oil ont été sévèrisées tous les 4 à 5 ans depuis les années 1992. Deux nouvelles normes, Euro-5 et Euro-6, sont en cours d'élaboration dans le cadre du programme "Clean air for Europe" (CAFE). Elles devraient voir le jour en 2009 et 2014 et permettraient de réduire de plus de 80% les émissions de polluants précités par rapport à leur niveau de 1993 (cf. figure 1.5).

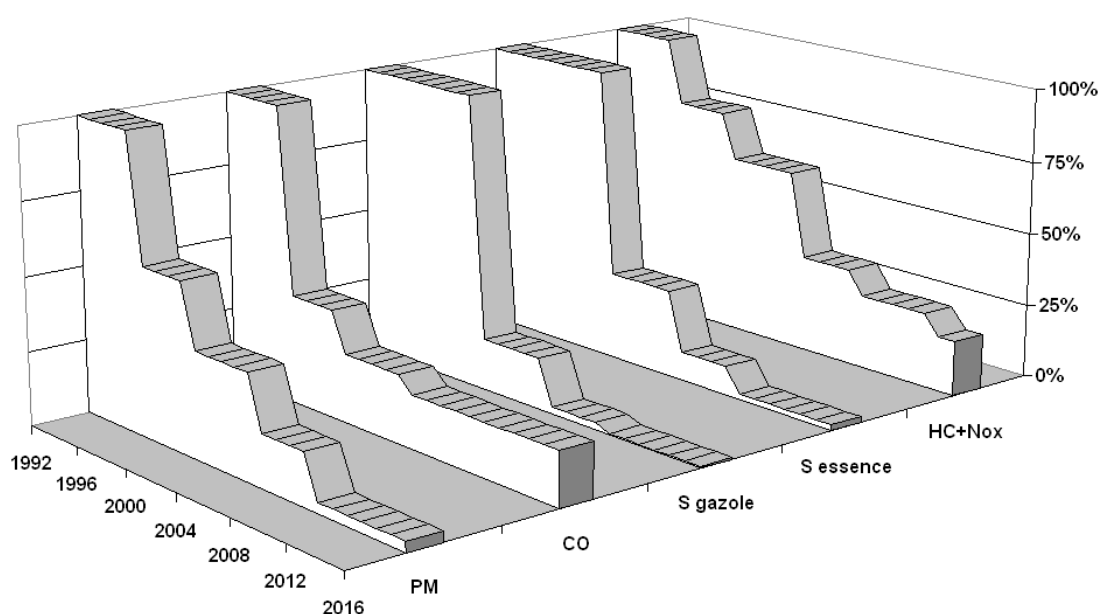


Figure 1.5 – Évolution de la réglementation des émissions de véhicules particuliers Diesel

Par ailleurs, les transports sont la première source d'émission de gaz à effet de serre (GES) en France avec 140 millions de tonnes équivalent CO₂, soit le quart des émissions nationales. C'est aussi le secteur qui montre la plus forte croissance notamment pour le N₂O qui présente un pouvoir de réchauffement global⁵ 296 fois supérieur au

⁴EPEFE : European programme on emissions, fuels and engine technologies

⁵Le Pouvoir de réchauffement global (PRG) est un indice permettant d'évaluer la contribution

CO₂. Malgré l'importance de l'impact du transport sur l'effet de serre, aucune réglementation ne limite les émissions des gaz qui en sont à l'origine. Toutefois, sous l'impulsion de la Commission Européenne, les constructeurs automobiles présents sur le marché européen⁶ se sont engagés dès 1998 à limiter les émissions de CO₂ de leurs véhicules particuliers. En 2005, les constructeurs avaient réduit leurs émissions de CO₂ de près de 14%, leurs objectifs étant d'atteindre une émission moyenne de 140 gCO₂/km en 2009 contre 154 gCO₂/km en 2004 (figure 1.6).



Source : Catania (2005)

Figure 1.6 – Évolution du taux moyen d'émissions de CO₂ en France depuis 1995

Les émissions d'autres polluants sont tout aussi préoccupantes que les émissions de GES du fait de la part croissante des transports dans leurs émissions globales. Évoquons notamment les émissions d'hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP), potentiellement cancérigènes⁷.

Le tableau 1.1 montre que les émissions du secteur des transports sont en grande partie générées par le transport routier. Pour ce qui est des gaz à effet de serre, la quasi-totalité sont émis par les transports routiers et notamment par les véhicules Diesel. La part des véhicules Diesel dans les émissions de GES reflète à peu près la part de la consommation de gazole dans les transports (soit 70%, URF, 2006). Notons toutefois que les moteurs Diesel émettent moins de GES que les moteurs essences pour une même distance parcourue. En effet, bien que la combustion d'un relative au réchauffement climatique de l'émission d'1 kg de GES par comparaison avec l'émission d'1 kg de CO₂ (PRG=1) pendant une période de 100 ans.

⁶Appartenant à 99% à l'Association des Constructeurs Européens d'Automobiles (ACEA), des constructeurs coréens (KAMA) et des constructeurs japonais (JAMA)

⁷Fumées classées cancérigènes probables (classe 2A) par le Centre International de Recherche contre le Cancer (CIRC)

litre de gazole se traduise par l'émission de 2,60kg de CO₂ contre 2,35kg de CO₂ par litre d'essence. En ramenant ces émissions au pouvoir énergétique volumique des carburants et au rendement des moteurs, les moteurs Diesel émettent moins de CO₂ par kilomètre parcouru que les moteurs essence (de 15% avec un moteur à injection indirecte à 24% avec un moteur à injection directe) (URF, 2006). La diésélisation du parc de véhicules est parfois considérée comme un moyen de réduire les émissions de GES du secteur des transports d'un pays. Toutefois, la production de gazole et celle d'essence étant indissociables⁸, l'accroissement de la consommation de gazole dans un pays induira inévitablement un accroissement de la consommation d'essence dans un autre pays. Par ailleurs, pour favoriser la diésélisation de son parc de véhicules, il faut être en mesure de développer son approvisionnement en carburant gazole. Point qui devient critique en France et en Europe qui limitera tôt ou tard le développement des véhicules Diesel.

⁸A technologie donnée, la production d'essence est directement proportionnelle à la production de gazole. C'est ce que l'on désigne par le terme de production jointe

Encadré : Technologies moteurs et reformulation carburant pour réduire les émissions de polluants

Les normes EURO ont largement conditionné le développement de technologies innovantes pour véhicules ainsi que le traitement des carburants en raffinerie.

Technologies moteurs

Les technologies véhicules visent à améliorer les conditions de combustion et traiter les polluants après la combustion à l'aide de filtres. Pour les moteurs à essence les pots catalytiques trifonctionnels permettent depuis 1992 de réduire les émissions de CO, de composés organiques volatils non méthanique (COVM) et de NOx. Les pots catalytiques d'oxydation des moteurs Diesel permettent quant à eux de réduire les émissions de particules, de COVM ainsi que de CO depuis leur introduction en 1997. De plus, les conditions de combustion ont fortement progressé avec l'apparition de l'injection directe en 1992. Cette technologie a permis d'améliorer la précision du dosage des carburants ainsi que la pulvérisation des carburants permettant ainsi de réduire les émissions de polluants à l'exception des NOx pour les moteurs Diesel (Source : site CCIP). Le développement de l'électronique embarquée a également contribué à optimiser l'injection, l'allumage et l'alimentation en air du moteur. De nouvelles technologies sont aujourd'hui à l'épreuve pour permettre aux moteurs Diesel une combustion plus homogène et aux moteurs à essence une combustion plus complète. Pour les moteurs Diesel la combustion HCCI (Homogeneous Charge Compression Ignition), les systèmes d'injection multiple et la turbo-suralimentation devraient voir le jour d'ici à 2010 et pour les moteurs à essence l'injection directe devrait se développer d'ici à 2010 et la combustion par auto-inflammation (CAI) en 2015-2020. Bien que ces technologies permettent des gains en consommation de 25% à 30% par rapport aux moteurs actuels, il est nécessaire de les coupler avec de nouvelles technologies de post-traitement (pièges à NOx, réduction catalytique sélective) afin de répondre aux limites réglementaires d'émissions de polluants envisagées (MINEFI, 2006b).

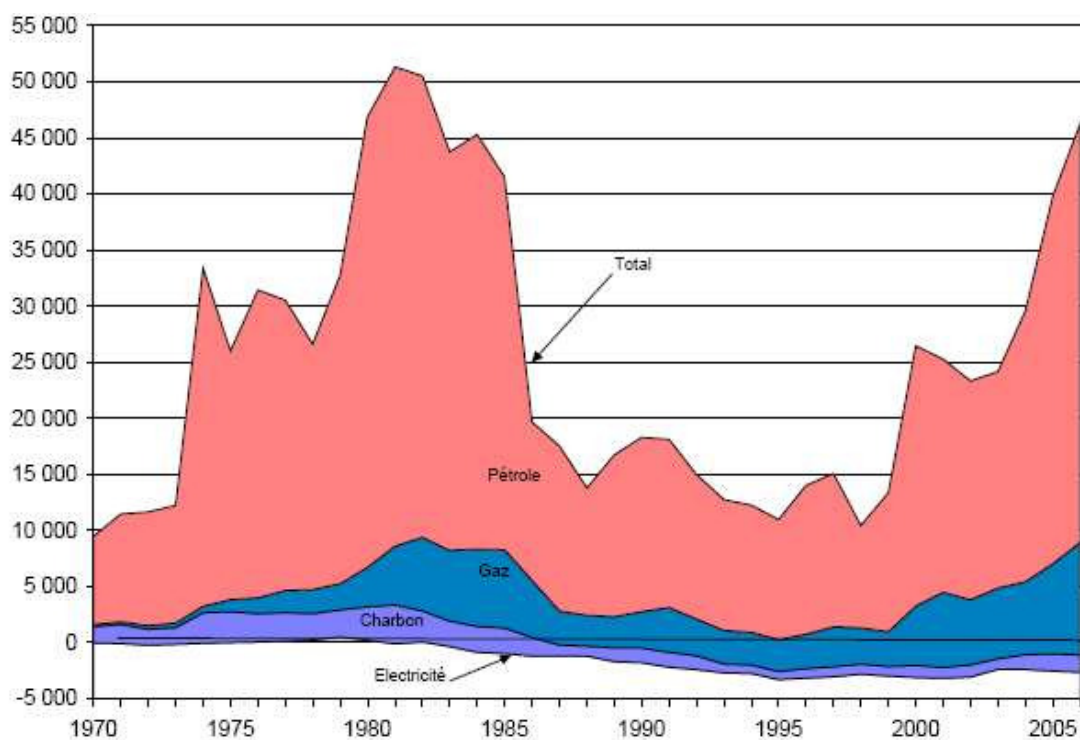
Reformulation carburant

D'autres polluants sont directement liés à la composition des carburants. Le meilleur moyen de diminuer les émissions de polluants associées à ces constituants est de réduire leur teneur dans les carburants. De même, la qualité de la combustion peut être améliorée en jouant sur certaines caractéristiques du carburant. Par "reformulation" les raffineurs vont pouvoir jouer sur les caractéristiques des carburants. C'est ainsi que le plomb présent dans les carburants a été complètement supprimé en 2000 après avoir décelé ses effets nocifs sur le système nerveux. Les émissions de SO₂ sont en diminution du fait du traitement soufre opéré par les raffineurs. La spécification soufre des carburants est passée en 2005 de 350ppm à 50ppm pour le gazole. Le coût de cette mesure pour les raffineurs de l'Europe des 15 qui ont dû investir dans des unités additionnelles d'hydrodésulfuration et accroître leur utilisation d'hydrogène s'est élevé à 8 G€(CONCAWE, 1999).

Une réduction des émissions de CO₂ pourrait également être obtenue par reformulation en agissant sur les caractéristiques physico-chimiques du Diesel par exemple en réduisant la masse volumique ou en augmentant l'indice de cétane. Ainsi, le Groupe Total affirme que son gazole total *Excellium* permettrait une réduction de 5% des émissions de CO₂ avec 3 points de cétones en plus que le gazole conventionnel, soit un indice de 54. Par reformulation, il serait également possible d'incorporer des produits dont l'impact sur l'effet de serre est moindre. C'est la voie utilisée par les biocarburants.

1.4 Contribution du gazole à la facture pétrolière de la France

La facture pétrolière de la France s'élevait en 2006 à 37 milliards d'euros, soit 2,6% du PIB. Elle était en augmentation de 16% par rapport à l'année 2005 et se rapproche du niveau qu'elle avait au moment du premier choc pétrolier (cf. figure 1.7).



Source : MINEFI, 2006a

Figure 1.7 – Évolution de la facture énergétique déclinée par type d'énergie (en M€2006)

La Commission Européenne estime que, d'ici une vingtaine d'années, l'Union Européenne couvrira ses besoins énergétiques à 70% par des produits importés contre 50% en 2000 (Commission Européenne, 2000). Cette situation devrait accroître la facture pétrolière de la France et menacer la sécurité d'approvisionnement énergétique de l'Europe étant donné que la grande majorité des importations se font hors Union Européenne.

Cette situation de dépendance pétrolière rend l'Union Européenne vulnérable à une rupture d'approvisionnement et ne cesse d'accroître la facture

pétrolière du fait de l'augmentation des cours du pétrole et de leurs volatilités.

Le niveau de la facture pétrolière résulte non seulement d'un effet prix mais aussi d'un effet volume sur 1) les importations et exportations des produits pétroliers⁹ et 2) les importations de pétroles bruts nécessaires à la fabrication de ces produits pétroliers.

Le commerce extérieur des produits pétroliers est faible comparé à celui des pétroles bruts. Il ne compte que pour 10% de la facture pétrolière. L'importance des importations françaises de gazole (6,3 Mds d'euros pour 15,1 Mt) sont faiblement compensées par les exportations d'essence (4,5 Mt pour 1,8 Mds d'euros) et de fioul lourd (8,6 Mt pour 1,5 Mds d'euros). Ce déséquilibre est dû à un outil de raffinage français inadapté à la forte demande en carburant gazole de la France. En effet, les raffineries françaises ont été initialement dotées d'unités de craquage catalytique (FCC) qui favorisent la production d'essence. Depuis 1996, malgré le déséquilibre qui s'est installé au rythme de la diésélisation du parc et de la hausse de la demande de carburants, les raffineurs ont peu investi dans des unités de conversion permettant de rétablir l'équilibre en faveur du gazole. L'investissement annuel atteignait 200 à 300 millions d'euros jusqu'en 2002 et a augmenté jusqu'à 900 millions d'euros en 2005 suite à l'investissement de la société TOTAL dans la construction d'une unité d'hydrocraquage¹⁰ (MINEFI, 2005). Cette unité de 2,4 millions de tonnes a permis d'accroître, en 2006, la production de gazole sans soufre de 1,3 millions de tonnes sans augmenter l'approvisionnement en brut (Lavarène, 2004). Ces investissements sont toutefois insuffisants pour répondre à la demande française de gazole et fioul domestique, dont les importations devraient croître dans les années à venir.

Les pétroles bruts contribuent également à la production de gazole après avoir été raffinés. Or, nous avons vu qu'ils représentent la majeure partie de la facture pétrolière française. En 2005, les raffineries françaises ont raffiné 85,3 millions de tonnes de pétroles bruts pour produire 80 millions de tonnes de produits pétroliers. Le quart de cette production correspond au carburant gazole, premier produit en quan-

⁹Les produits pétroliers correspondent aux produits finis (GPL, essence, kérosène, gazole, fioul domestique, fioul lourd, bitume...) issus du raffinage du pétrole brut.

¹⁰Ces valeurs ont été données par la DIREM d'après une enquête auprès des sociétés pétrolières.

tité des raffineries (21 Mt CPDP, 2005). Toutefois, comme la production de gazole s'accompagne obligatoirement de la production d'autres produits pétroliers (productions jointes), il n'est pas possible d'attribuer le quart des coûts de l'importation de pétrole brut à la seule production de gazole. Dans le cadre d'une production jointe, la réduction des importations de pétrole brut aurait pour conséquence de réduire la production de l'ensemble des produits pétroliers issus du raffinage.

Par conséquent, **les raffineurs préféreront réduire leurs importations de produits finis, sur lesquels ils dégagent une marge plus faible, plutôt que de jouer sur leur approvisionnement en brut.** La réduction de la facture pétrolière passera dans un premier temps par la réduction des imports de produits finis et notamment de gazole qui représente le premier poste d'importations et dont la moitié provient de pays situés en dehors de l'Union Européenne.

Face aux enjeux environnementaux et économiques que représentent les transports, l'Union Européenne et la France ont cherché à développer les stratégies d'action les plus efficaces permettant de réduire les impacts des transports sans limiter la mobilité des personnes et des marchandises.

Dans ce chapitre, nous avons mis en évidence l'enjeu majeur du secteur des transports dans la réduction de la dépendance énergétique pétrolière de l'Union Européenne. Deuxième secteur de consommation énergétique en France, les transports ont un rôle non négligeable dans bon nombre de pollutions atmosphériques à l'échelle nationale. Une intensité énergétique stable depuis près de 30 ans montre que les actions entreprises jusqu'ici ont été justes suffisantes pour ne pas accroître l'impact des transports. La prépondérance du carburant gazole dont la production est déficitaire en France et en Union Européenne semble toutefois ouvrir une voie d'action privilégiée.

Le développement d'un carburant de substitution au gazole produit au sein de l'Union Européenne –pour réduire la dépendance énergétique– et qui présente un impact environnemental réduit représenterait une solution idéale aux problèmes posés par le secteur des transports.

Nous allons maintenant voir dans quelle mesure le biodiesel peut répondre aux problématiques des transports.

Chapitre 2

Intérêt du biodiesel comme substitut au gazole

Ce chapitre a pour ambition de montrer quels sont les intérêts techniques, économiques et environnementaux du biodiesel par rapport aux problématiques des transports que nous venons de soulever.

2.1 Quelles solutions pour le transport routier ?

Développer des solutions pour réduire la consommation énergétique des véhicules ainsi que leurs impacts sur l'environnement est un des enjeux majeurs du transport routier. C'est pourquoi, en 1998, l'Union Européenne préconise un certain nombre de solutions pour répondre à ces deux problématiques (Commission Européenne, 2001) :

1. améliorer l'efficacité énergétique des carburants pétroliers et des moteurs,
2. promouvoir les carburants de substitution,
3. améliorer la fluidité des transports,
4. éduquer et sensibiliser la population,
5. promouvoir les transports en commun et en développer de nouveaux,
6. créer une nouvelle culture de la mobilité.

S'il est nécessaire de mener ces actions en parallèle, elles n'ont pas toutes le même potentiel de réduction de la consommation énergétique et des émissions polluantes

des transports à court, moyen et long termes. Comme le souligne le Comité interministériel pour les véhicules propres (CIVP), à moyen terme, “les modes alternatifs à l’utilisation du véhicule (points 5,6) ne peuvent répondre à tous les besoins de déplacement, en milieu urbain comme à l’extérieur des agglomérations”(CIVP, 2003). De plus, le développement de nouveaux carburants et de nouvelles technologies véhicules est confronté à six obstacles majeurs (Romm, 2006) :

1. premiers véhicules coûteux à la production et à l’achat,
2. limites spatiales du stockage de la technologie embarquée (notamment pour les carburants gazeux : H₂ et gaz naturel),
3. sécurité et reconnaissance de la nouvelle technologie,
4. coûts du carburant élevé,
5. réseau limité de stations services adaptées (dilemme de l’oeuf et de la poule),
6. potentiel de progrès de cette technologie.

Pour se développer et se diffuser, les nouveaux carburants et/ou technologies véhicules doivent non seulement contribuer à réduire la consommation énergétique et les émissions polluantes, mais aussi faire face aux obstacles précédents. Or, rappelons que la mise en place de nouvelles technologies véhicules nécessite environ 8 ans pour pénétrer la moitié du parc automobile français et une quinzaine d’années pour se généraliser (d’après les données du parc automobile français en 2005, URF, 2006).

Le développement d’une énergie de substitution qui peut s’utiliser pure ou en mélange dans les moteurs Diesel et/ou essence actuels permettrait de contourner les obstacles évoqués, à l’exception du coût élevé du carburant. C’est pourquoi la Commission Européenne considère que “**les biocarburants sont actuellement le seul moyen techniquement viable d’utiliser des sources d’énergies renouvelables pour remplacer le pétrole dans les transports**”¹. Les biocarburants évoqués par la Commission Européenne sont les biocarburants de première génération actuellement les plus développés (cf. encadré).

¹COM(2004)366final

Encadré : La notion de biocarburants

Une définition juridique des biocarburants

En 2003, la Commission européenne propose une définition juridique des biocarburants afin d'établir une politique de promotion des biocarburants en Europe. Elle précisera les notions précédentes dans l'article 2 de la directive européenne 2003/30/CE :

“Un biocarburant est un combustible liquide ou gazeux utilisé pour le transport et produit à partir de biomasse. La biomasse est la fraction biodégradable des produits, déchets et résidus provenant de l'agriculture (y compris les substances végétales et animales), de la sylviculture et de ses industries connexes, ainsi que la fraction biodégradable des déchets industriels et municipaux.”

Elle a cité, de façon non exclusive, dix produits pouvant être considérés comme biocarburants. Il est important d'en connaître les définitions précises.

- “bioéthanol” : éthanol produit à partir de la biomasse et/ou de la fraction biodégradable des déchets et utilisé comme biocarburant ;
- “biodiesel” : ester méthylique de qualité diesel produit à partir d'une huile végétale ou animale à utiliser comme biocarburant ;
- “biogaz” : gaz combustible produit à partir de la biomasse et/ou de la fraction biodégradable des déchets, purifié jusqu'à obtention d'une qualité équivalente à celle du gaz naturel et utilisé comme biocarburant, ou gaz produit à partir du bois ;
- “biométhanol” : méthanol produit à partir de la biomasse, à utiliser comme biocarburants ;
- “biodiméthyléther” : diméthyléther produit à partir de la biomasse, à utiliser comme biocarburant ;
- “bio-ETBE” (éthyl-tertio-butyl-éther) : ETBE produit à partir de bioéthanol. Le pourcentage en volume de biocarburant dans le bio-ETBE est de 47
- “bio-MTBE” (méthyl-tertio-butyl-éther) : un carburant produit à partir de biométhanol. Le pourcentage en volume de biocarburant dans le bio-MTBE est de 36
- “biocarburants synthétiques” : hydrocarbures synthétiques ou mélanges d'hydrocarbures synthétiques produits à partir de la biomasse ;
- “biohydrogène” : hydrogène produit à partir de la biomasse et/ou de la fraction biodégradable des déchets et utilisés comme biocarburant ;
- “huile végétale pure” (HVP) : huile produite à partir de plantes oléagineuses par pression, extraction ou procédés comparables, brute ou raffinée, mais sans modification chimique, dans les cas où son utilisation est compatible avec le type de moteur concerné et les exigences correspondantes en matière d'émissions.

Biocarburants de première et de seconde génération

De manière plus courante, on distingue les biocarburants par leur potentiel à court, moyen et long terme.

- Les biocarburants de **première génération** désignent l'éthanol et l'ETBE pour les moteurs à essence et le biodiesel ou esters méthyliques d'huile végétale (EMHV) pour les moteurs Diesel. Ce sont les biocarburants qui présentent les plus grands potentiels à court terme et qui sont par conséquent les plus développés.
- Les biocarburants de **génération 1 bis** sont actuellement en développement. Ils font référence aux biodiesels ou esters méthyliques d'huile animale (EMHA), aux esters éthyliques d'huile végétale (EEHV) et au gazole de synthèse issu du traitement à l'hydrogène des huiles végétales.
- Les biocarburants de **seconde génération** sont généralement produits à partir de biomasse lignocellulosique (arbres, pailles). Deux filières sont envisagées : une filière BtL de production de gazole et kérosène et une filière de production d'éthanol ou bio-essence. Elles pourraient voir le jour à l'horizon 2010-2015 (His, 2006).

Le biodiesel fait partie des biocarburants de première génération au même titre que l'éthanol et l'éthyl-tertio-butyl-éther (l'ETBE est un produit dérivé de l'éthanol) qui ont, pour leur part, vocation à être utilisés pur ou en mélange avec l'essence dans les moteurs à allumage commandé. Dans moins d'une dizaine d'années, des biocarburants de seconde génération valorisant la plante entière (i.e. la biomasse ligno-cellulosique) devraient se développer.

2.2 Le biodiesel : un compromis entre technologie et environnement

Le biodiesel est une solution partielle aux problèmes des transports. Ce biocarburant est néanmoins une solution de compromis entre viabilité technologique et préservation environnementale.

D'un point de vue technologique, le biodiesel peut facilement être produit et utilisé sur la base des technologies actuelles et sans difficulté technique majeure. La technologie de production du biodiesel est aujourd'hui mature. De plus, **le biodiesel présente un avantage primordial qui a conditionné son développement : il est liquide**. Cette propriété lui permet d'être directement utilisé en mélange au gazole dans les moteurs Diesel actuels, sans modification en quantités non négligeables ou en procédant à des adaptations ou des réglages moteurs mineurs pour des proportions de biodiesel plus importantes. De plus, le transport, le stockage et la distribution du biodiesel au consommateur final ne nécessite pas la mise en oeuvre d'infrastructures spéciales, contrairement aux carburants gazeux par exemple.

De plus, d'un point de vue environnemental, l'impact du biodiesel est moindre comparé au gazole d'origine fossile. A la sortie du pot d'échappement les avantages du biodiesel par rapport au gazole en terme d'émissions de polluants sont généralement bénéfiques. En effet, les émissions le monoxyde de carbone (CO), les hydrocarbures imbrûlés (HC), les oxydes d'azote (NOx) et les particules en suspension (notées PM pour particule matter en anglais) varient lorsque l'on utilise du biodiesel en substitution au gazole (tableau 2.1).

Les résultats des études varient fortement en fonction du type de tests pratiqués, des moteurs utilisés, de la présence de post-traitement et du gazole de référence (contenu en soufre). Néanmoins, il ressort globalement que par rapport à un gazole à 50ppm,

	100% biodiesel		50% biodiesel	20% biodiesel
	avec PT ¹	sans PT		
CO	-99% à -63%	-41% à 0%	-34%	-22%
HC	-74% à -10%	-70% à -10%	-47%	-27%
NOx	-2% à +22%	+3% à +28%	-2%	+0,5%
PM	-66% à -42%	-50% à +11%	-18%	-12%

¹PT : post-traitement oxydant

Source : d'après les compilations de données de

Mittelbach & Remschmidt, 2004, p.191 et p.207

Tableau 2.1 – Comparaison des émissions de polluants réglementées en fonction de différents mélanges de biodiesel dans le gazole à 10ppm de soufre par rapport au gazole pur

le biodiesel permet de réduire les émissions de polluants réglementés (CO, HC, PM) à l'exception des oxydes d'azote (NOx). La présence de systèmes de post traitement permet de réduire encore davantage les émissions de polluants réglementés. L'utilisation de biodiesel permettrait de plus d'éliminer les émissions non réglementées de sulfates (SRI, 1998), d'aromatiques (de 40% à 80% d'après Krahl & Munack, 1994), d'hydrocarbures aromatiques polycyclique (HAP) (de 64% à 85% d'après Krahl & Munack, 1994; SRI, 1998; Pan et al., 2000). L'impact sur les émissions de benzène, aldéhydes et CO₂ à l'échappement est controversé. Il est rapporté comme étant parfois positif et parfois négatif.

Par ailleurs, sur l'ensemble du cycle de vie (voir encadré), de la graine à la roue, le biodiesel pur ou en mélange au gazole permettrait de réduire l'impact environnemental des véhicules Diesel dont l'utilisation induit la production et la combustion de carburant gazole d'origine fossile. Les analyses comparatives des cycles de vie du biodiesel et du gazole attribuent au biodiesel :

- une réduction très importante de l'impact sur l'effet de serre (de 53% à 70% (CONCAWE et al., 2005; ADEME & DIREM, 2002)),
- une réduction de 64% à 69% de la consommation d'énergie non renouvelable (CONCAWE et al., 2005; ADEME & DIREM, 2002),
- un effet presque nul sur la formation d'ozone troposphérique (Mittelbach & Remschmidt, 2004),
- des effets négatifs sur l'acidification (-56%), l'eutrophisation (-95%) et la formation d'ozone stratosphérique (ADEME & DIREM, 2002; Mittelbach & Remschmidt, 2004),

- les effets sur la santé humaine sont moindres pour ce qui est des substances carcinogènes². Le biodiesel de colza est en effet de 3 à 4 fois moins mutagène que le gazole (Krahl et al., 2005),
- un effet non toxique pour l'écosystème. Il se dégrade à peu près 8 fois plus rapidement que le gazole (Tyson, 2001).

Ainsi, il apparaît globalement que la réduction des émissions de gaz à effet de serre est le principal avantage environnemental du biodiesel. La réduction des émissions de gaz à effet de serre repose sur le fonctionnement du cycle du carbone. Au cours de la photosynthèse, les plantes absorbent du CO₂ présent dans l'atmosphère qu'elles convertissent en sucres nécessaires à leur croissance. Après récolte et conversion en biocarburant, la matière carbonée d'origine végétale est brûlée dans un moteur à combustion. La combustion libère de la vapeur d'eau et du CO₂ dans l'atmosphère. Le CO₂ émis est considéré comme neutre par rapport à l'effet de serre car la combustion de la matière végétale restitue à l'atmosphère du carbone qui a été séquestré par la culture agricole quelques mois à quelques années plus tôt. Ce cycle court n'entraîne pas d'accumulation du carbone dans l'atmosphère contrairement à la combustion de produits pétroliers qui libère du carbone séquestré il y a des milliards d'années dans une atmosphère dont le temps moyen de résidence du dioxyde de carbone est de 150 ans.

Le biodiesel répond par conséquent aux objectifs très contraignants en matière d'effet de serre, d'émissions de polluants réglementés (pour la plupart) et d'indépendance énergétique à moindre coût technologique. C'est pour cette raison que l'Union Européenne et la France se sont fortement engagées dans son développement.

²Se dit de tout ce qui peut provoquer le développement d'un cancer.

Encadré : La méthodologie des analyses de cycles de vie (ACV)

“La méthodologie employée pour établir les bilans “du puits à la roue” des différentes filières carburants est basée sur le concept de l’Analyse de cycle de vie (ACV), seule méthode d’analyse environnementale ayant fait l’objet de normes internationales (normes ISO 14040 à 43). Cette méthode repose sur l’étude de l’ensemble des étapes élémentaires d’une filière reliées entre elles et conduisant à l’élaboration d’un produit. Est pris en compte l’ensemble des étapes allant de l’obtention des matières premières jusqu’à la fin de vie du produit étudié (recyclage, valorisation thermique ou encore mise en décharge). Cette approche globale de l’analyse est tout à fait indispensable pour éviter tout transfert de pollution. En effet, l’étude et l’optimisation d’une étape indépendamment des autres peuvent engendrer en contre-partie une augmentation des impacts sur une autre étape. [...]

La démarche consiste à lister et quantifier les flux entrants (consommations de matières premières, d’énergie, etc.) et sortants (produit(s), rejets dans l’air, l’eau et le sol, déchets) de chacune des étapes du cycle de vie et de calculer ensuite l’impact possible de ces consommations et émissions sur l’environnement, pour les catégories d’impacts sélectionnées. Pour les bilans des gaz à effet de serre (GES), on comptabilise les trois principaux gaz à effet de serre : le dioxyde de carbone (CO_2) d’origine fossile, le méthane (CH_4) et le protoxyde d’azote (N_2O). Le bilan total est exprimé en grammes de CO_2 équivalent (g CO_{2eq}) en utilisant des facteurs de conversion traduisant l’effet de chacun de ces GES comparativement au CO_2 . Les bilans sont ensuite ramenés à l’unité fonctionnelle, c’est-à-dire à la référence sur la base de laquelle tous les systèmes équivalents seront comparés. Pour comparer des carburants, on ramène l’ensemble des bilans au kilomètre parcouru par un même véhicule, sur le cycle européen normalisé. Les résultats présentés par la suite sont donc exprimés en $\text{gCO}_{2eq}/\text{km}$ (bilan GES) et en MJ/km (bilan des consommations d’énergies non renouvelables)” (Prieur-Vernat et al., 2006).

2.3 Construction d'une politique en faveur du biodiesel

L'Union Européenne a encouragé le développement du biodiesel à partir de 1992, initialement pour des raisons énergétiques. Rapidement des préoccupations d'ordres agricoles et environnementales ont été associées à sa promotion.

En 1992, la Commission Européenne instaure une exonération de taxe pour la production de biodiesel dans le cadre de projets pilotes (Directive 92/81/CE). Cette mesure s'accompagnera, en 1993, du programme ALTENER pour la promotion des énergies renouvelables qui avait déjà pour objectif d'obtenir pour les biocarburants (éthanol/ETBE et biodiesel) une part de marché de 5% de la consommation totale de carburants des véhicules à moteur en 2005, soit 11 Mtep³. Ces programmes de développement sont alors perçus par les agriculteurs français comme une aubaine pour faire face à la réforme de la politique agricole commune (PAC) de 1992 qui leur impose la mise en jachère d'une partie de leurs terres. Ils réussiront à obtenir de la Commission Européenne la possibilité de produire des cultures à vocation industrielle sur les terres en jachère tout en bénéficiant de la prime à la jachère⁴. Des cadres fiscaux (exonération partielle de la taxe intérieure sur les produits pétroliers) et agricoles favorables donnèrent l'impulsion nécessaire à la naissance de l'industrie française du biodiesel. La construction et la mise en service d'une unité de production de biodiesel de 20 000 tonnes à Compiègne concrétisèrent ainsi 10 ans de recherches. Ces investissements furent rapidement sécurisés par la signature, le 11 février 1993, d'un protocole visant à développer la production et l'utilisation de biodiesel de colza entre le gouvernement français, les professionnels du secteur agricole et agro-industriels et les grands groupes pétroliers français (Elf et Total qui ont fusionné depuis)⁵. Néanmoins, suite au recours en 1997 de la société BP Chemicals Ltd, principal producteur européen d'éthanol synthétique, pour entrave à la concurrence, l'exonération de taxe accordée à la production de biocarburants instaurée en 1992 est remise en cause. La Commission autorise la France à appliquer un taux différencié de droits d'accise sur les biocarburants en dehors du cadre des projets pilotes. Cette mesure ne fut harmonisée au niveau européen qu'en 2003 avec

³Décision 93/500/CEE du Conseil

⁴Cette prime était initialement prévue pour compenser la perte de revenu consécutive à la mise en jachère

⁵Source : JO Sénat du 05/11/1992-page 2456. Question écrite no. 23359 de M.P. Marini

la directive 2003/93/CE.

Ces prémisses du développement du biodiesel furent rapidement renforcées par des engagements forts de l'Union Européenne en faveur des biocarburants. En 1997, le Livre Blanc sur les énergies renouvelables⁶ engage les pays de l'UE à atteindre une production minimum de 5 millions de tonnes de biocarburants liquides en 2003 (soit 4 à 5 Mtep) et de 18 millions de tep de biocarburants (liquides, solides ou gazeux) à l'horizon 2010. En 2000, le Livre Vert "Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique" décide entre autres de porter la part d'énergies renouvelables (hydrogène compris) à plus de 20% de la consommation d'essence et gazole à l'horizon 2020. Afin d'asseoir ces objectifs, la Commission Européenne met en place la directive 2003/30/CE visant à "promouvoir l'utilisation des biocarburants ou autres carburants renouvelables dans le transport" qui sera primordiale pour le développement des biocarburants. Non seulement cette directive définit des objectifs communautaires de mise en vente des biocarburants et autres carburants renouvelables sur le marché (2% de la quantité totale, exprimée en contenu énergétique, d'essence et de gazole mise en vente à des fins de transport en 2005 et 5,75% en 2010), mais surtout elle définira le terme de "biocarburants". Elle donne aux biodiesels la définition suivante :

"ester méthylique de qualité **diesel** produit à partir d'une huile végétale ou animale à utiliser comme biocarburant" c'est-à-dire comme combustible **liquide** utilisé pour le transport et produit à partir de **biomasse**" (European Parliament and Council, 2003).

Par la suite, deux autres mesures furent mises en place pour assurer d'une part l'approvisionnement en matière première et d'autre part la distribution de biocarburants en mélange aux carburants pétroliers à tous les automobilistes. Depuis 2004, l'aide aux cultures énergétiques (ACE) permet pour la première fois aux agriculteurs européens de produire des cultures à vocation énergétique hors jachère tout en bénéficiant d'une prime de 45€/ha. Depuis 2005, les distributeurs de carburants français se voient soumis à une nouvelle taxe sur les carburants pétroliers : la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP). Ils peuvent en être partiellement ou totalement exonérés en fonction du taux d'incorporation des biocarburants dans l'essence et le gazole (en énergie).

⁶"Énergie pour l'avenir : les sources d'énergie renouvelables - Livre Blanc établissant une stratégie et un plan d'action communautaire"

Ce chapitre nous a permis de souligner l'intérêt et les limites du biodiesel comme solution aux problèmes des transports. Le biodiesel est un carburant de substitution au gazole liquide –donc facile à mettre en œuvre–, il présente un intérêt pour la réduction de l'effet de serre dans les conditions actuelles de production en Europe et peut être produit, dans une certaine mesure, par les agriculteurs et agro-industriels européens. Ces atouts ont valu au biodiesel d'être promu par les pouvoirs publics européens comme le meilleur compromis permettant aux pays européens de répondre à des objectifs de réduction de la dépendance pétrolière et des émissions de polluants dans le secteur des transports mais aussi comme un moyen de promouvoir l'agriculture.

Chapitre 3

Incertitudes et controverses autour du développement du biodiesel

Ce chapitre fait état des controverses autour du développement et les mesures de promotion du biodiesel. Nous mettrons ainsi en évidence l'apport de ce travail de thèse dans la consolidation des connaissances techniques, économiques et environnementales liées à la production et à l'utilisation du biodiesel.

3.1 Quels critères d'évaluation ?

Les justifications des mesures de promotion du biodiesel mises en avant par la Commission Européenne et par la France pour le développement du biodiesel sont multiples (European Parliament and Council, 2003) :

- réduire la dépendance énergétique ;
- sécuriser les approvisionnements ;
- limiter la pollution et l'incidence sur l'effet de serre ;
- promouvoir l'agriculture et l'aménagement du territoire ;
- faire face à la conjoncture pétrolière et à l'accroissement de demande en carburants ;
- créer des emplois et de nouveaux débouchés agricoles.

Pour justifier une telle solution il faut donc évaluer les effets du biodiesel par rapport à ces différents objectifs. Une fois réalisée, cette évaluation peut faire l'objet de plusieurs types de comparaison en fonction de l'objectif recherché.

Il est possible de comparer les effets du biodiesel à la situation de référence dans laquelle le gazole classique permet de répondre entièrement à la demande de carburant pour moteur Diesel. Cette comparaison permettrait d'évaluer si effectivement le biodiesel permet de contourner les impacts négatifs attribués au gazole fossile.

Il est également possible de comparer l'évaluation de l'impact du biodiesel à des utilisations alternatives du budget consacré à sa promotion. Cette comparaison permettrait de déterminer l'efficacité économique de cette mesure par rapport à d'autres technologies permettant d'atteindre ces objectifs ou de réparer les effets négatifs qu'induisent l'inaction dans l'accomplissement de ces objectifs.

Il est également pertinent d'évaluer des utilisations alternatives de la même ressource (colza, tournesol, huile de palme...) afin de déterminer l'utilisation optimale de cette ressource qui ne se limite généralement pas au seul secteur des transports.

Les différences d'approches mises en oeuvre sont généralement à l'origine de critiques adressées aux biocarburants. Par exemple, en se focalisant sur le secteur des transports, on surestime les avantages des biocarburants alors qu'à budget équivalent, il serait plus efficace d'un point de vue technique, économique et environnemental d'utiliser la biomasse comme combustible pour la production de chaleur en substitution au charbon.

Nous ne cherchons pas, dans ce travail, à déterminer la pertinence du choix de la promotion du biodiesel dans le secteur des transports. Nous considérons que c'est une option établie. Toutefois, afin de situer les aspects traités par ce travail de thèse, nous exposons dans la prochaine section les principales problématiques soulevées par la production et l'utilisation du biodiesel.

3.2 Potentiel, compétitivité et avantage concurrentiel du biodiesel

La crédibilité de la solution "biodiesel" dans le secteur des transport repose sur sa compétitivité par rapport au carburant gazole. La compétitivité du biodiesel dépend de trois critères : 1) le potentiel du biodiesel à long terme, 2) la compétitivité de son coût à moyen terme, ainsi que 3) son avantage concurrentiel¹. De ces critères

¹Source : <http://www.actu-environnement.com/ae/news/1799.php4>

dépendront le développement industriel de la solution envisagée et le niveau du budget nécessaire à leur mise en oeuvre.

Le potentiel de long terme

Le potentiel de production d'une énergie peut se définir à trois niveaux : théorique, technique et économique (WEC, 1994; Vries et al., 2007; Schmidhuber, 2006).

Le potentiel théorique d'une énergie renouvelable correspond au flux énergétique théoriquement extractible d'une zone géographique donnée. Il dépend de la surface considérée, de l'efficacité de conversion de l'énergie étudiée, de l'occupation du sol et de facteurs pédo-climatiques. Or, l'efficacité de conversion de l'énergie solaire par le mécanisme de la photosynthèse mis en oeuvre par les plantes est médiocre. Le taux de conversion est d'environ 0,5 Watt/m² (Schmidhuber, 2006) alors que l'énergie moyenne émise par le rayonnement solaire est de 185 Watt/m² (Lachal, 1995). Ainsi, pour le colza, l'efficacité est seulement de 3,3‰ à 6,3‰² (W. Schäfer, 1997). Malgré ce taux de conversion médiocre, sur terre, les plantes collectent 4 fois plus d'énergie que l'énergie primaire consommée par l'Homme en 2004 (Kapur, 2004).

Le potentiel théorique de la biomasse doit néanmoins être tempéré par les aspects techniques de la collecte et de la conversion en énergie secondaire exploitable. Le passage à cette énergie secondaire (chaleur, électricité ou carburants) implique des pertes d'efficacité énergétique. Ces pertes correspondent, dans le cas du biodiesel, aux étapes de collecte de la biomasse et de conversion de la biomasse en biodiesel (cf. tableau 3.1).

W. Schäfer (1997) estime ainsi que l'efficacité énergétique globale du biodiesel de colza atteint tout juste 1‰ à 2‰ de l'énergie solaire reçue.

Par ailleurs, beaucoup d'incertitudes techniques planent sur les impacts potentiels de l'utilisation du biodiesel en mélange dans le gazole. Les étapes de transport, de stockage et d'utilisation du biodiesel en mélange avec le gazole dans les moteurs sont encore mal connues. Ces aspects freinent le développement industriel du biodiesel que les distributeurs de carburants doivent maîtriser entièrement pour garantir la qualité du carburant qu'ils mettent à la consommation.

Le potentiel technique de production du biodiesel doit, de plus, être tempéré par les aspects économiques de son développement. Le potentiel économique de production

²Actuellement, les panneaux solaires peuvent fournir entre 20 et 60 Watt/m².

Étapes	Production agricole		Conversion énergétique
Cultures agricoles	Colza	0,73 ha =2,439 t	
Transformation primaire			
Produit principal	Huile	1 t	39,7 GJ/t
Coproduit	Tourteaux	1,415 t	
Transformation secondaire			
Produit principal	EMHV	1 t	33 GJ/t
Intrants	Méthanol	0,1 t	19,9 GJ/t
Coproduit	Glycérine	0,1 t	16,27 GJ/t

Sources : rendements IFP-INRA, conversion Schmidhuber, 2006

Tableau 3.1 – Étapes et rendements en produits et coproduits de la production de l’ester méthylique de colza

du biodiesel dépend fortement de son coût de production ainsi que du prix des énergies fossiles auxquelles il se substitue.

Compétitivité du coût du biodiesel à moyen terme

Le coût de production du biodiesel dépend du coût de production de la biomasse agricole, du coût des intrants de production (méthanol), de l’innovation et des économies d’échelle que l’on peut espérer du développement des technologies de production du biodiesel. Avec les technologies actuelles, les coûts de production du biodiesel dépendent à environ 80% du coût de la biomasse (colza, tournesol. . .) (Schmidhuber, 2006; Ballerini, 2006). Or, le coût de production du colza devrait croître au fur et à mesure que sa demande augmente.

En effet, plus la demande en cultures énergétiques est importante, plus le prix des cultures alimentaires et énergétiques augmente par simple effet de l’accroissement de la demande globale en colza. Pour répondre à la demande, les agriculteurs sont amenés à mettre en production des terres jusqu’alors moins bien valorisées (jachères, friches, autres cultures). Le rôle de la production de biodiesel dans l’augmentation des prix agricoles est considéré comme une chance pour le secteur agricole qui a vu ses prix chuter de 60% entre 1973 et 2000, soit 55% en termes réels (Bank, 2004). L’OCDE (2006) estime qu’entre 2005 et 2014, le développement du biodiesel aurait peu d’effet sur la plupart des prix mondiaux des produits agricoles. Ils augmente-

raient en moyenne de 0,6% à 2,8% en 2014 à l'exception du prix des huiles végétales (+4,3%) et du prix des tourteaux (-2%). Au niveau de l'UE, ces effets seraient plus importants : environ +20% pour l'huile de colza et -5,5% pour le tourteau de colza entre 2005 et 2010 (Dronne & Gohin, 2006). D'un autre côté, l'augmentation des prix agricoles inquiète par rapport à l'accès à la nourriture, à la sécurité alimentaire mais aussi à la sécurité sanitaire et environnementale d'une production agricole intensifiée.

Une autre composante de la rentabilité de la production du biodiesel est la valorisation des co-produits et notamment de la glycérine. En fonction de la qualité de la glycérine (brute ou raffinée), les crédits glycérine permettent de réduire le coût global de production du biodiesel de 7% à 13%, soit 40 à 80€/t (Ballerini, 2006). Notons néanmoins que le développement du biodiesel entraîne une offre très importante de glycérine, ce qui induit la chute des prix et par conséquent une moindre rentabilité des unités de production de biodiesel.

De plus, les économies d'échelle escomptées sur les technologies actuelles seront faibles étant donné que ces technologies sont déjà considérées comme matures (IEA, 2000).

Par ailleurs, étant donnée la part de la ressource dans le coût de production du biodiesel, les économies d'échelles n'auraient qu'un poids minime dans les gains de compétitivité du biodiesel. Notons également que le prix du méthanol, intrant du procédé de production du biodiesel généralement issu du gaz naturel, est proportionnel au prix des énergies fossiles ce qui peut affecter la rentabilité de la production de biodiesel si le prix des énergies fossiles augmente.

Malgré la maturité de cette filière, des innovations technologiques sont attendues au niveau de la collecte de la biomasse, de sa conversion et de son utilisation. Les principales pistes explorées sont l'amélioration des rendements du colza (agriculture de précision, OGM), la diversification des sources de biomasses utilisables (production d'huile par les algues), ou la mise aux normes des biodiesels produits à partir d'autres biomasses (ex : développement d'un ester méthylique d'huile de palme avec un faible point d'écoulement respectant les spécifications européennes, Foon et al., 2005). Au niveau des procédés, l'amélioration de la pureté de la glycérine produite permettrait également de réduire les coûts de la production du biodiesel ainsi que de diversifier ses débouchés.

Ainsi, comme l'ont souligné J. Lévy et Couveinhas (2000) "la filière EMHV ne pré-

sente pas, dans les prévisions actuelles, de perspectives de rentabilité à court, voire à moyen terme”. La compétitivité du biodiesel dépend donc essentiellement du prix des énergies fossiles ou du niveau de subvention ou de taxe qui permettrait d’égaliser les prix du biodiesel et de son substitut pétrolier (i.e. défiscalisation de la taxe intérieure à la consommation sur les produits pétroliers (TIPP)). Soulignons qu’à volumes équivalents, le biodiesel doit être moins cher que le gazole pour être compétitif étant donné que le contenu énergétique volumique du biodiesel est moindre.

Avantage concurrentiel du biodiesel

Nous avons également évoqué l’intérêt d’une nouvelle énergie par rapport à l’avantage concurrentiel qu’elle procure aux industriels qui souhaiteraient la développer. L’avantage concurrentiel que peut procurer l’utilisation du biodiesel par un distributeur peut être purement “marketing” en développant un produit respectueux de l’environnement que ses concurrents ne proposent pas. Il peut également être plus stratégique dans la mesure où en France les quantités agrémentées sont limitées. Étant donné que seul le biodiesel produit dans ce cadre permet aux distributeurs de bénéficier de la réduction partielle de la TIPP, une compétition pour l’acquisition des quantités agrémentées pourrait avoir lieu pour priver les concurrents de ces productions leur garantissant une défiscalisation partielle de la TIPP. Dans ce cas, non seulement les distributeurs ne bénéficieront pas de la défiscalisation de la TIPP, mais comme ils sont fortement incités à incorporer du biodiesel par le mécanisme de la TGAP, ils devront soit payer la TGAP, soit acheter du biodiesel non agrémenté.

Le graphique 3.1 récapitule les différentes évolutions permettant le développement du marché du biodiesel.

Une augmentation de l’échange d’un bien sur un marché peut être impulsée par des évolutions au niveau de l’offre (mouvement 1) et de la demande (mouvement 2). Une baisse des coûts de production des producteurs est plus intéressante car elle permet de réduire le prix du bien sur le marché (eq.1) alors qu’une propension plus forte des consommateurs à acheter ce bien entraîne l’accroissement du prix du bien (eq.2). La baisse des coûts de production peut être due à des économies d’échelles, à de l’apprentissage, à des subventions à la production, à des innovations technologiques aux niveaux agricole et agro-industriel. La hausse de la propension

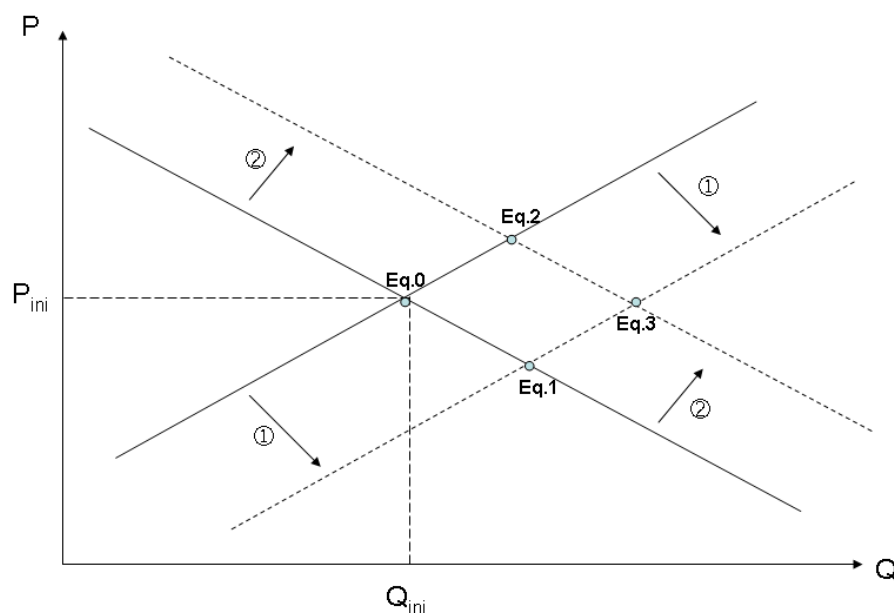


Figure 3.1 – Déplacements des courbes d’offre et de demande permettant un accroissement de la quantité de bien produite

à payer des consommateurs peut quant à elle être stimulée par des subventions à la consommation, par des taxes de substituts (gazole) ou encore par une position idéologique quant à la préservation de l’environnement. Les évolutions de type 1 semblant limitées, le développement du marché du biodiesel s’accompagnera d’une augmentation des prix du biodiesel. Ces tendances peuvent néanmoins être très variables en fonction des élasticités de l’offre et de la demande.

En mettant en place leurs mesures de promotion du biodiesel, les pouvoirs publics français ont cherché à modifier aussi bien le comportement des acteurs de la filière de production du biodiesel que des acteurs de la demande de biodiesel.

3.3 Une politique de promotion du biodiesel controversée

Les pouvoirs publics, en promouvant les biocarburants et en influençant la pression de produits de substitution, ont introduit un nouveau paradigme technologique³. A partir du potentiel de développement technologique des biocarburants, il existe

³Paradigme : modèle théorique de pensée qui oriente la recherche et la réflexion.

un certain nombre de trajectoires technologiques possibles, c'est-à-dire un certain nombre de recherches, de développements et de réalisations dont les limites sont néanmoins fixées au départ. Dans la vision néoclassique, l'intervention publique permet de pallier le manque d'efficacité des marchés par rapport aux attentes de la société :

- investir lui-même dans un système de recherche publique,
- encourager les firmes à investir en augmentant le rendement privé (subventions, avantages fiscaux,...)
- tenter de limiter les imperfections des marchés (politique de concurrence, législation des brevets, régulation des marchés financiers) (Guellec, 1999).

Ces mesures sont appropriées si le budget de l'État qui leur est consacré, est recouvré tôt ou tard par les bénéfices sociaux qui en sont retirés. L'État agit toutefois en situation d'incertitude et procède donc par tâtonnement. Les décisions se prennent de façon incrémentale étant donné que "l'incertitude va en diminuant au fur et à mesure que les directions de recherche sont mieux cernées et que les anticipations technologiques ou de marché sont mieux assurées" (Gaffard, 1990). Deux critiques principales sont toutefois évoquées contre ce type de politiques. Premièrement, l'État se substitue pour partie au marché dans la sélection des technologies. Deuxièmement, les entreprises se font subventionner par l'État des projets qu'elles auraient, de toute façon, réalisés s'ils étaient porteurs. Ce qui annule l'effet de levier (Guellec, 1999). Néanmoins, au-delà des critiques que l'on peut émettre sur les trajectoires technologiques que les pouvoirs publics ont impulsées en promouvant les biocarburants, la nature des mesures de promotion des biocarburants françaises et européennes est également soumise à caution.

Les critiques liées à l'utilisation du biodiesel dans le transport

L'Union Européenne et la France ont instauré un calendrier d'incorporation des biocarburants. Dès 2008, la France doit atteindre 5,75% de biodiesel en énergie dans le gazole, soit 6,27% en volume. Or, la réglementation sur le gazole EN590 toujours en vigueur en 2007 ne permet d'incorporer du biodiesel au delà de 5% en volume (sauf flottes captives). Prévot et al. (2005) soulignent à ce propos qu'un Etat membre de l'UE ne peut pas "fixer une spécification technique particulière" et ainsi décider unilatéralement de contraindre le niveau et le type d'incorporation d'un biocarburant

dans un carburant fossile. Il est donc nécessaire de revoir au niveau européen les spécifications des carburants gazole afin d'autoriser des niveaux d'incorporation de biodiesel plus élevés dans le gazole. Les négociations semblent se diriger vers une révision de la norme sur le gazole afin de permettre une incorporation de biodiesel de 10% dans le gazole.

D'autres voies d'utilisation du biodiesel ont néanmoins été proposées. **Guillaume (2000) a notamment proposé d'utiliser les biocarburants dans la "reformulation des carburants prévue par le droit communautaire"**. Cette utilisation permettrait notamment de valoriser la qualité du biodiesel dont certaines propriétés sont intéressantes pour la production du gazole. Le biodiesel, exempt de soufre, permet notamment de réduire le contenu en soufre du gazole mais aussi d'améliorer la lubrification des gazoles à faible teneur en soufre.

Les critiques liées aux défiscalisations attribuées au biodiesel

D'une part, les règles d'attribution des agréments de défiscalisation de la TIPP aux agro-industriels devraient être précisées. Les agréments ont largement profité aux producteurs nationaux et l'opacité des règles d'attribution les rendent critiquables. Prévot et al. (2005) proposent de fixer par décret des critères économiques, financiers, énergétiques, sociaux et environnementaux afin de rendre l'attribution des agréments irréprochable. Demilly (2006) soulève également le problème des volumes agréments qui sont généralement trop faibles par rapport aux tailles optimales d'investissement des unités de production industrielles. D'autre part, la justification de la défiscalisation de la taxe intérieure sur la consommation appliquée aux produits pétroliers (TIPP) sur le gazole accordée au biodiesel est contestée. En effet, cette taxe est liée à des considérations économiques d'infrastructure ou d'aménagement du territoire (Conseil des impôts, 2005). Or l'utilisation du biodiesel n'empêche en rien la congestion routière et la dégradation des infrastructures (R. Lévy, 1993). La taxe consacrée aux pollutions atmosphériques engendrées par le transport est la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP). Le fonctionnement de cette écotaxe devrait être basé sur le principe des taxes pigouviennes, c'est-à-dire que la redevance devrait être égale au coût marginal social engendré par les émissions de substances polluantes occasionnées par l'utilisation du gazole fossile. Or, à l'heure actuelle, cette taxe fonctionne davantage comme une quasi-obligation d'incorporation de biodiesel

(Prévot et al., 2005).

Les critiques liées aux pratiques agricoles

D'un point de vue agricole, les deux principales critiques émises concernent le rôle des mesures de promotion du biodiesel dans l'intensification des pratiques agricoles et la compétition entre usages. Rappelons que la production de cultures agricoles à destination industrielle à tout d'abord été incitée sur les surfaces gelées. Ce cadre avait été mis en place en 1992 pour pallier les surproductions agricoles des années 1980 et développer une agriculture plus respectueuse de l'environnement comme en témoignent les différents types de gels mis en place : "agronomique", "faune sauvage", "couvert environnemental bandes enherbées" ou encore "gel vert". La mise en production de ces surfaces remet en cause les efforts développés pour faire jouer un rôle environnemental et la préservation de la biodiversité à l'agriculture. Néanmoins, Guillaume (2000) souligne que "d'un point de vue psychologique, le système de jachère industrielle qui permet aux agriculteurs d'avoir un revenu fondé sur une production nouvelle est très nettement préférable au principe de la jachère nue et d'un soutien direct pour les empêcher de produire". La hausse de revenu des agriculteurs a cependant entraîné un fort développement de cette culture, ce qui pose des problèmes agronomiques et environnementaux par l'intensification des pratiques agricoles qu'elle peut induire. Une charte des bonnes pratiques agricoles de production du colza industriel sur jachère a été mise en place dès 1993 par la filière oléagineuse française (FOP et SOFIPROTEOL). Cette charte devait se renforcer et s'étendre (hors jachère notamment) en 2007 et inclure de nouveaux acteurs de la filière : producteurs, tritrateurs et estérificateurs ainsi que constructeurs automobiles (Source : PROLEA). De telles chartes pourraient être étendues à toute l'Union Européenne.

Enfin, R. Lévy (1993) dénonçait toutes dispositions permettant la substitution de cultures industrielles à des cultures alimentaires. Mesure qui ne semblait restreindre l'accès aux cultures alimentaires. En 2004, la prime européenne ACE permet pourtant aux agriculteurs de produire des cultures énergétiques sur les mêmes surfaces que celles où sont produites les cultures alimentaires tout en bénéficiant d'une prime de 45€/ha.

Une consolidation des connaissances nécessaire pour réduire les incertitudes

Le biodiesel est soumis à de nombreuses controverses provoquées par les incertitudes techniques, environnementales, économiques et sociales des effets de la production et consommation du biodiesel. Ces incertitudes sont nourries par le manque de transparence des principaux acteurs de la filière et des institutions publiques concernées. Afin de réduire les incertitudes liées au développement de cette technologie, les pouvoirs publics ont lancé des programmes de recherche de grande ampleur.

Ce travail de thèse se situe dans le cadre des programmes de recherche français destinés à l'évaluation socio-économique et environnementale des filières des biocarburants. Ce poste de recherche a donné naissance à 7 projets entre 2002 et 2005 (2 PREDIT, 2 AGRICE et 3 PNRB). Ces projets ont bénéficié d'un budget de 2,78 million d'euros, soit 5% du budget consacré aux programmes de recherche sur la thématique "Alternatives au pétrole pour l'automobile".

Ce travail de thèse se focalise plus particulièrement sur les aspects techniques, environnementaux et économiques liés à la phase d'incorporation du biodiesel dans le gazole, c'est-à-dire à l'étape de formulation du carburant gazole. Cette analyse nous permettra de mieux comprendre les enjeux de cette étape au sein de l'ensemble des problématiques liées au développement du biodiesel. Une fois que ces aspects de la demande du biodiesel par les raffineurs auront été évalués, nous analyserons les conditions du marché susceptibles d'influencer le potentiel d'incorporation du biodiesel, c'est-à-dire la compétitivité à court et moyen terme du biodiesel par rapport au gazole d'origine fossile. Ce préalable est nécessaire à l'ajustement des politiques publiques de promotion du biodiesel auprès des pétroliers français.

La légitimité de la politique européenne en matière de biodiesel est contestée sur le fond et sur la forme du fait de l'incertitude qui plane sur le développement de ce nouveau carburant d'origine agricole. Dans ce travail de thèse nous ne cherchons pas à mettre en cause le bien fondé des politiques de promotion du biodiesel mais à évaluer l'influence de l'utilisation du biodiesel sur les acteurs de la demande de biodiesel afin d'ajuster les politiques de promotion du biodiesel.

Chapitre 4

Description du marché français du biodiesel

4.1 La place prépondérante du biodiesel de colza

En 2003, la Commission Européenne définit le biodiesel comme un :

“ester méthylique de qualité **diesel** produit à partir d’une huile végétale ou animale à utiliser comme biocarburant” c’est-à-dire comme combustible **liquide** utilisé pour le transport et produit à partir de **biomasse**” (European Parliament and Council, 2003).

La définition du biodiesel s’est immédiatement traduite par la mise en place d’une norme Européenne sur la qualité du biodiesel, la norme EN NF 14214. Elle spécifie toutes les caractéristiques pertinentes pour la vente et la livraison de biodiesel pour une utilisation pure (à 100%) dans des moteurs Diesel adaptés ou comme additif au gazole à hauteur de la concentration indiquée dans la norme EN 590 du diesel (soit 5% dans des moteurs diesel conventionnels, cf. CEN, 2002).

Or, une caractéristique importante du biodiesel est que sa qualité dépend directement de la biomasse de laquelle il est issu. Le biodiesel peut être produit à partir d’une large variété de matières organiques : graines (colza, tournesol, arachide, soja, sésame), fibres (cotonnier, lin) ou fruits (palmier à huile, olivier, cocotier, noyer, noisetier, jatropha) des plantes oléagineuses¹, déchets gras tels que les huiles de friture usagées, les graisses d’abattoir et les huiles de poissonneries ou encore les micro-algues. L’huile extraite de ces matières premières est composée à plus de 90% de triglycérides caractérisés par des compositions en acides gras différentes (proportion de groupements R_1, R_2, R_3 , cf. tableau 4.1).).

¹Oléagineux : plantes cultivées spécifiquement pour leurs huiles

	Norme	Biodiesels				
	EN 14214	Colza	Soja	Tournesol	Suif	Palme
Indice de cétane	>51	49-59,7	46,2-50,9	61,2	58,8	53-62
Viscosité 40°C (mm^2/s)	3,5<V<5,0	4,5-4,8	4,1	4,2	4,1-4,8	4,4- 6,3
Point flash (°C)	> 101	188	160-171	177	96	150-200
Indice d'iode	< 120	94-120	115- 139	129-139	45-55	34-60
Densité 15°C (kg/m^3)	860<Mv<900	880-885	885		872	874

Tableau 4.2 – Caractéristiques physico-chimiques de différents esters méthyliques d'acide gras

permettre à l'avenir à certains esters méthyliques d'acides gras de respecter les spécifications européennes du biodiesel (ex : ester méthylique de palme à point de trouble bas, Foon et al., 2005). L'indice de cétane du biodiesel² de colza est, par contre, généralement mesuré au dessus de 51.

De ce fait, on observe dans l'Union Européenne une prépondérance du biodiesel de colza qui comptait pour environ 80% de la production de biodiesel communautaire (Bendz, 2006). En France, le biodiesel de colza représentait plus de 90% de la production nationale (ONIOI, 2006). Par ailleurs, la filière oléagineuse française estime qu'à l'horizon 2010, la production de biodiesel de Diester Industrie sera basée sur les cultures de colza pour 70% et de tournesol oléique pour 10%. Le reste sera assuré par les corps gras animaux, les huiles de friture usagées, les huiles acides de raffinage et des produits d'importation (Source : Info Prolea 67).

Le biodiesel produit à base de colza français a et aura encore à l'horizon 2010, une place prépondérante sur le marché français du biodiesel. C'est pourquoi nous focaliserons notre étude uniquement sur celui-ci.

4.2 Le biodiesel : une consommation intermédiaire

En France, le biodiesel est une *consommation intermédiaire*. C'est le produit des agro-industries et un facteur de production des raffineurs ou des dépositaires indépendants agréés qui effectueront le mélange et la distribution du biodiesel au carburant diesel. Les agro-industries sont donc les offreurs de biodiesel et les raffineurs et distributeurs les demandeurs de biodiesel. L'étape de mélange est ici considérée comme une transformation à part entière. Notons néanmoins qu'en Allemagne, en Autriche et en Suisse, le biodiesel n'est pas toujours utilisé comme consommation intermédiaire, mais comme produit fini.

²Des mélanges d'esters peuvent également permettre de respecter les spécifications. Par exemple, un mélange d'ester de tournesol et de colza dans des proportions massiques de 60/40 permettrait de saturer la contrainte d'iode du biodiesel. Cette utilisation reste néanmoins marginale

Dans ces pays, le biodiesel peut être utilisé pur dans des véhicules adaptés à cet usage et se soustrait ainsi à l'étape de mélange.

En France, les agro-industriels produisent le biodiesel à partir d'autres consommations intermédiaires : les cultures agricoles (colza et tournesol). Celles-ci sont produites par les exploitants agricoles qui, après récolte, les centralisent dans des organismes de collecte agricole (négoce agricole et coopérative agricole). Les cultures à vocations industrielles sont ensuite échangées sur un marché confrontant les organismes de collecte aux agro-industriels. Les agro-industriels (tritrateurs et estérificateurs) qui acquièrent ces cultures énergétiques les transforment en biocarburants et les vendent sur le marché des biocarburants aux producteurs-importateurs de carburants (raffineurs et dépositaires indépendants agréés) qui les mélangent au gazole et les distribuent aux stations services. Ces dernières les vendront aux consommateurs finaux. Le marché émergent du biodiesel s'insère ainsi entre deux marchés d'ampleur internationale : le marché agricole et le marché des carburants automobiles. Si le développement du biodiesel est le résultat de politiques publiques très incitatives, il dépendra avant tout, sur le moyen terme, de l'évolution des marchés de biens agricoles et de carburants.

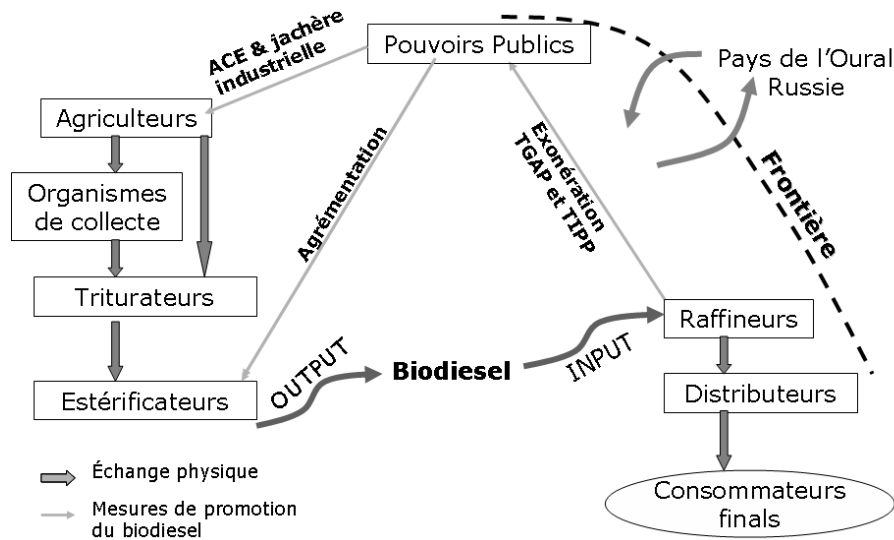


Figure 4.1 – Schéma des acteurs de la filière et des mesures de promotions qui leur sont adressées

4.3 Une production monopolisée par des agro-industriels implantés en France

Comme nous l'avons déjà souligné, le mécanisme d'agrément pilote le développement du marché du biodiesel. Les agréments délivrés par le ministère chargé du budget après avis des ministres français chargés de l'agriculture et de l'industrie ont une durée de validité de 6 ans. Cette durée correspond environ au temps nécessaire à l'amortissement financier de la construction d'une unité de production (2002/266/CE). Les quantités agrémentées sont, depuis juillet 2006, connues pour la période 2005-2010³ (figure 4.2).

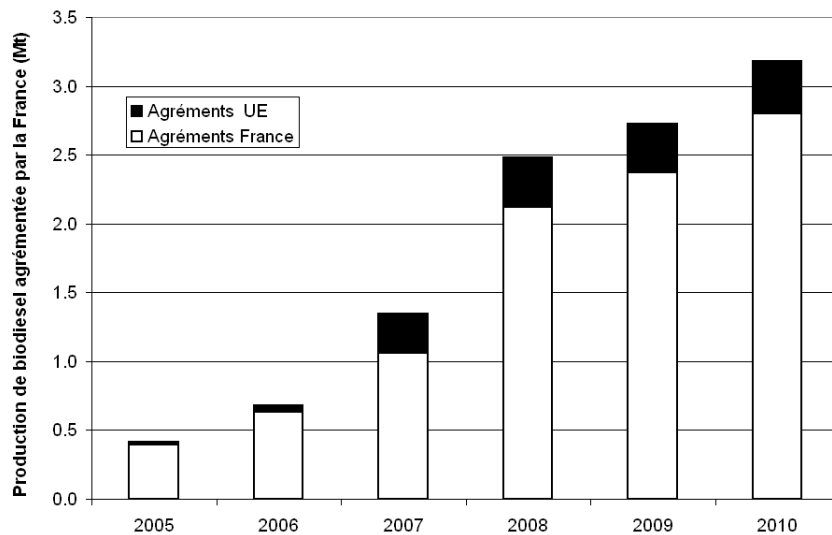


Figure 4.2 – Agréments de défiscalisation français accordés aux industries implantées en France et à l'étranger

Les agréments de défiscalisation sont donc majoritairement détenus par les agro-industriels français. La production de biodiesel est, de plus, fortement concentrée. Les trois premières entreprises en part de marché représentent à elles seules chaque année plus de 79% du marché français du biodiesel en volume⁴ (tableau 4.3). Elles sont toutes trois implantées en France. L'entreprise leader de la production de biodiesel en France en terme de part de marché est Diester Industrie (DI) qui est devenue en 2005 une entreprise internationale (Diester Industrie Internationale ou D2I). Bien que son poids sur le marché soit amené

³L'appel à candidature de juillet 2006 est le dernier à prendre effet d'ici à 2010

⁴Une entreprise qui vend en volume q_i unités sur un marché total d'un volume de Q unités produites par n entreprises, présente une part de marché $\alpha_i = \frac{q_i}{Q}$. L'indice de concentration des m premières firmes correspond au cumul de leur part de marché. Il s'écrit alors : $R_m = \sum_{i=1}^m \alpha_i$ avec $\alpha_1 \geq \dots \geq \alpha_m \geq \dots \geq \alpha_n$

à se réduire, elle représentera à elle seule plus de 61% du marché du biodiesel français jusqu'en 2010. La crédibilité de cette entreprise confortée par le système d'agrément est à l'origine de sa position dominante en France. De 2005 à 2010, la concentration du marché français du biodiesel, mesurée par l'indice de Herfindahl-Hirschmann⁵ (HHI), tend à se réduire étant donné que de 8 sociétés présentes sur le marché en 2005, 22 le seront en 2010. Il reste néanmoins très élevé du fait du poids des sociétés les plus importantes (cf. encadré).

Le marché du biodiesel est par conséquent marqué par une production fortement implantée

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Indice de concentration						
R1	85	77	69	67	64	61
R2	94	93	77	75	75	73
R3	96	97	81	78	81	81
Sociétés	DI, Cognis Novaol	DI, Novaol Cognis	DI, Inéos Néochim	DI, Inéos Total	DI, Inéos Nord Ester	DI, Inéos Total ou Biocar
Indice Herfindahl-Hirschmann						
HHI	7 261	6 052	4 917	4 562	4 177	3 819

Tableau 4.3 – Indices de concentration de la production de biodiesel agrémentée par la France

en France et principalement fournie par deux sociétés internationales D2I et Inéos.

⁵L'indice de HHI correspond lui à la somme des parts de marché élevées au carré de toutes les firmes présentes sur le marché. Il s'écrit : $R_H = \sum_{i=1}^n \alpha_i^2$. Plus un marché est concentré, plus l'HHI est proche de 10 000.

Encadré : Les agro-industriels majeurs du marché français des biocarburants

Diester Industrie a été créée en 1993. Elle était jusqu'en 2005 détenue à deux tiers par Sofiprotéol, holding financière (société ayant pour vocation de regrouper des actionnaires qui souhaitent acquérir une influence significative dans les diverses sociétés détenues) finançant les activités des filières oléagineuses et protéagineuses agricoles, et à un tiers par des sociétés de holding d'organismes collecteurs et stockeurs, Fidicoop et Finegoce. Les principaux actionnaires de cette industrie sont composés des organisations professionnelles et de coopératives de producteurs agricoles et de sociétés financières d'autre part. Cette entreprise avait pour objectif d'organiser la filière oléagineuse française autour de la production de biodiesel et de commercialiser ces produits. Depuis 2005, l'entreprise Diester Industrie a fusionné avec l'entreprise Koninklijke Bunge BV (KBBV) des Pays-Bas détenue majoritairement par le groupe Bunge, leader mondial de l'agro-business. Cette fusion a donné naissance à l'entreprise Diester Industrie Internationale (D2I) implantée en France et détenue à 60% par Sofiprotéol et à 40% par Bunge. Dans ce cadre il est prévu que D2I se fournisse en huiles végétales auprès de Bunge à hauteur de 50% minimum. De plus, en plus des actifs possédés par Diester Industrie en France, D2I bénéficiera des sites de production de Novaol Italie et Autriche et de l'entreprise Allemande NEW. D2I possède ainsi 13 unités de production de biodiesel dont 10 implantées en France. Depuis 2006, la capacité de production de D2I s'élève à environ 1 million de tonnes de biodiesel et devrait atteindre 1,8 millions de tonnes en 2008.

En termes de part de marché, la société D2I cumulerait ainsi les agréments de DI et Novaol. De plus signalons que Cognis France travaille à façon pour Diester Industrie. Ainsi, la société D2I représentera jusqu'en 2010 plus de 64% des parts de marché françaises du biodiesel.

La société Ineos est à partir de 2007, le second producteur de biodiesel en France. Ineos est le 3^{eme} groupe chimique mondial implanté en Grande Bretagne. Il raffine également 410 000 barils/jour dans ses raffineries de Grangemouth en Écosse et de Laréva en France que vient de lui céder le groupe pétrolier BP. L'usine de production de biodiesel d'Ineos est située à Verdun. Dans le cadre d'un contrat à façon, qui est venu à échéance au 31 décembre 2005, Novaol France disposait d'une production agréementée d'EMHV de 1 000 tonnes/an provenant de cette usine. Ce contrat étant arrivé à échéance, Ineos va investir près de 70 millions d'euros lui permettant de porter la production de biodiesel à 210 000 tonnes/an à l'horizon 2010^a.

^acf. Cas no COMP/M.3876-Diester Industrie/Bunge/JV

4.4 Les raffineurs : des acteurs incontournables de la demande de biodiesel

En France, le biodiesel est destiné à une utilisation comme carburants dans des moteurs diesels suivant deux modalités différentes :

- soit en mélange à du gazole dans les limites décrites par les spécifications du gazole actuellement plafonnée à 5% en volume (Norme NF EN 590).
- soit pur ou dans des mélanges à forte teneur au gazole, voire au fuel domestique, si des normes spécifiques de qualité et des taux d'incorporation ont été définis pour un tel usage. Dans ce cadre, le mélange de biodiesel au gazole à hauteur de 30% en volume est autorisé, en France, dans les flottes captives (véhicules d'entreprises, bus, véhicules municipaux...).

La demande de biodiesel est, en France, tirée par les distributeurs qui se voient fortement incités à incorporer du biodiesel afin de bénéficier d'avantages fiscaux en fonction de la quantité de biodiesel incorporée. En 2005, 32 millions de tonnes de gazole ont été distribués en France. La distribution était assurée à 54% par les groupes pétroliers, à 33% par les grandes et moyennes surfaces (GMS) et à 10% par les distributeurs indépendants (DGEMP-DIREM, 2006). Les raffineurs français ont produit en 2005 près de 22 Mt de gazole. Ils ont vendu 17 Mt directement dans les stations services affiliées et 5 Mt aux autres distributeurs. Distributeurs et raffineurs ont été, en plus, amenés à importer 10 Mt de gazole supplémentaires pour répondre à la demande. Ces importations transitent, pour une grande partie, par les raffineries pour être désulfurées. Près de 85% du gazole vendu en France est produit ou transite par les raffineries françaises ce qui fait des raffineurs les acteurs majeurs de la distribution de gazole en France.

L'industrie française du raffinage se compose de 12 raffineries appartenant à 5 compagnies différentes (tableau 4.4).

Société	nb de raffineries	Capacité de traitement (kt)	Part capa. nationale
Total	6	53 588	54%
Esso SAF	2	17 698	18%
Shell	2	13 335	14%
Innovene	1	9 884	10%
CRR	1	4 000	4%
TOTAL	12	98 505	100%
Brut traité	85 313	87%	

Tableau 4.4 – Acteurs français du raffinage en 2005

Le groupe Total est l'acteur français prépondérant en termes de capacité de raffinage mais également de production de gazole avec 50% de la production nationale (11 Mt sur 20,5

Mt). Il possède également 40% des points de vente des carburants. De plus, depuis 1992, c'est le principal distributeur de biodiesel en mélange au gazole en France. Depuis 2002, Total achète plus de 70% de la production annuelle de biodiesel. En 2005, Sofiprotéol, Diester Industrie et Total ont signé un contrat long terme d'achat vente de Diester⁶ pour des quantités croissantes de diester de 230 000 tonnes/an à 600 000 tonnes/an afin de renforcer leur présence sur le marché. Par ailleurs, ces trois acteurs ont également signé un protocole de coopération recherche et technique afin de développer plus rapidement les capacités de production de Diester.

De plus, les groupes pétroliers Total et BP proposent dorénavant de nouveaux carburants pour moteur diesel contenant 30% de biodiesel et 70% de bases gazoles fossiles. Ce carburant est destiné en France, du fait de la législation, aux flottes captives.

Le marché de la distribution de biodiesel semble donc verrouillé ce qui rend l'approvisionnement en biodiesel difficile pour les distributeurs indépendants et les GMS. Ces acteurs ne sont pas directement autorisés à effectuer le mélange gazole/biodiesel ce qui est un frein à leur développement. C'est néanmoins une garantie de qualité puisque seuls les entrepositaires agréés sont disposés à le faire.

Ce chapitre nous a permis de décrire le marché français du biodiesel. En France, le biodiesel est le produit des industries agro-industrielles et le facteur de production des industries du raffinage qui utilisent le biodiesel pour la production de leur gazole. Ce marché rassemble peu d'acteurs aussi bien du côté de l'offre que du côté de la demande. Le marché français du biodiesel a de toute évidence la structure d'un monopole bilatéral avec l'entreprise Diester industrie international du côté de l'offre et le groupe Total de l'autre. Notre analyse ne se focalise pas sur la manière dont ces acteurs peuvent exercer leur pouvoir de marché, mais sur l'écart entre leurs coûts de production et leur intérêt technico-économique pour le biodiesel.

⁶Le diester est la marque commerciale du biodiesel produit par Diester Industrie.

Dans cette première partie, nous avons mis en évidence les enjeux du secteur des transports en termes d'indépendance énergétique et de pollution atmosphérique. Afin de réduire l'impact de ce secteur, les pouvoirs publics français et européens ont mis en place une série de mesures de promotion du biodiesel considérée comme la solution la plus viable à court terme. Afin d'apporter un éclairage sur les mesures mises en place par les pouvoirs publics français, nous développerons une analyse de la demande en biodiesel des pétroliers français afin de mieux comprendre quels sont les enjeux du développement du biodiesel pour les pétroliers et l'impact que ce développement peut avoir sur les émissions polluantes et l'indépendance énergétique de la France. En s'appuyant sur cette analyse de la demande de biodiesel, nous étudierons le marché du biodiesel, dont nous venons de décrire les caractéristiques, afin de déterminer l'impact des politiques de promotion du biodiesel et proposer d'éventuels ajustements.

Deuxième partie

Modélisation de la demande de biodiesel

Chapitre 5

Approche et méthodologie

5.1 De l'intérêt d'une nouvelle approche

Revue des études de la demande de biodiesel

D'un point de vue technique, les travaux scientifiques et les rapports gouvernementaux qui ont entrepris l'étude de la demande de biodiesel, considèrent le biodiesel comme un "additif". En faible quantité, un additif permet d'améliorer spécifiquement une caractéristique physico-chimique du produit dans lequel il est ajouté. Le biodiesel, dans le cas d'une incorporation inférieure à 5% en volume (proportion maximale autorisée par la norme gazole), est considéré comme un produit permettant d'accroître la quantité de carbone d'origine renouvelable du produit final, sans toutefois modifier les autres caractéristiques physico-chimiques de celui-ci (à l'exception près du contenu énergétique). L'utilisation du biodiesel par les acteurs de la demande, les producteurs de carburants autrement dit les pétroliers, est ainsi considérée comme neutre. Ces études postulent donc que les pétroliers n'ont pas à adapter leur production étant donné que le biodiesel, utilisé jusqu'à 5% en volume, ne présente aucune contrainte technique pour la production d'un gazole respectant les spécifications de qualités imposées par la norme. Le gazole et le biodiesel sont généralement considérés comme totalement substituables. L'incorporation de biodiesel pourrait donc s'effectuer par simple mélange au moment de la distribution des carburants (figure 5.1). Wassell et Dittmer (2006) soulignent néanmoins que, bien que les subventions permettent de comparer les prix du biodiesel et du gazole, ces produits présentent

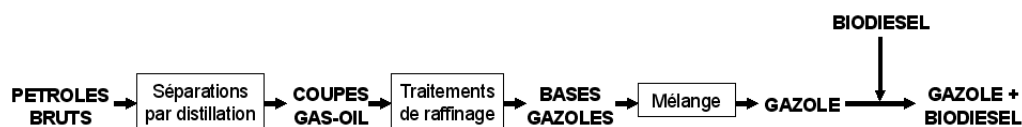


Figure 5.1 – Étude du biodiesel comme “additif” au gazole

des différences de qualités qui font d’eux des substituts imparfaits.

D’un point de vue économique, la demande de biodiesel est généralement considérée comme illimitée, elle est totalement élastique. Cette demande se fait pour un prix du biodiesel unique correspondant au prix du marché du gazole, corrigé du rapport des contenus énergétiques du biodiesel et du gazole¹ (tableau 5.1²).

Source	Année	Prix du brut \$/bl	Prix du gazole €/hl	Valeur du biodiesel* €/hl	Rapport énergétique $PCI_{biodiesel}/PCI_{gazole}$
Marleix (2004)	2004	25	21	19.59	0.9407
Prévot et al. (2005)	2005	37	32	29.39	0.9186
Wassell et Dittmer (2006)	2001/03	10,23-32,58	11,8-30,3	10,94-27,99	0.9295
Rozakis et Sourie (2005)	2002	18,815±7	20,1±6,1	20,1±6,1	0.9583
Sourie et al. (2005)	2010	20	15,2	14	0,92
		40	27,2	25	
		65	41,3	38	
		80	51,1	49	
Treguer et al. (2005)	2010	48	n.a.	30	n.a.

*Certains chiffres n’ont pas été donnés explicitement par les auteurs mais ont été calculés.

Tableau 5.1 – Valeur du biodiesel considérée par diverses études

D’un point de vue technique et économique, ce raisonnement manque de réalisme car les pétroliers peuvent rapidement être confrontés à des problèmes de densité trop élevée de leur gazole d’origine fossile. Ce qui limite l’incorporation de biodiesel.

¹Le rapport des contenus énergétiques du diesel et du biodiesel peuvent varier en fonction de leurs qualités. Mais celui du biodiesel est inférieur à celui du gazole.

²La diversité des résultats obtenus concernant la valeur du biodiesel de 14 à à 49 €/hl s’explique notamment par la variabilité des prix du pétrole brut, de l’année considérée, ainsi que des différences de ratios de contenu énergétique du biodiesel sur celui du gazole retenu.

Illustration des limites de l'approche classique de la demande de biodiesel

Une utilisation du biodiesel de type additif peut entraîner des problèmes techniques au moment de l'incorporation du biodiesel dans du gazole conventionnel. A la réception de leur gazole, les distributeurs de carburants reçoivent un gazole aux caractéristiques répondant à la norme. Toutefois, sur certaines caractéristiques il est possible que le gazole respecte tout juste la spécification. Prenons le cas de la spécification de densité du gazole qui est susceptible de poser des problèmes techniques au moment de l'incorporation de biodiesel qui présente une densité élevée ($884\text{kg}/\text{m}^3$ pour le biodiesel de colza). La norme gazole impose que la densité du gazole mis à la consommation en France soit compris entre $820\text{ kg}/\text{m}^3$ et $845\text{ kg}/\text{m}^3$. En général, les raffineurs ne saturent pas la contrainte de densité maximale sur le gazole. La densité du gazole étant physiquement corrélée à la teneur en soufre ainsi qu'à la viscosité, les raffineurs sont incités à produire des gazoles moins denses. Néanmoins, d'après les contrôles inopinés des douanes effectués en 2002, environ 8% des gazoles mis sur le marché présentent une densité comprise entre 840 et $845\text{ kg}/\text{m}^3$ (figure 5.2). **Un gazole normalisé présentant une densité de $845\text{ kg}/\text{m}^3$ ne peut pas recevoir de biodiesel car le mélange final doit aussi respecter la norme EN590 appliquée au gazole.**

Prenons un cas plus général dans lequel le gazole d'origine fossile présente une densité indéfinie (notée d_g) et le biodiesel de colza une densité connue ($d_b = 884\text{kg}/\text{m}^3$). Le mélange de biodiesel et de gazole doit respecter une densité maximum ($d_{g,max} = 845\text{kg}/\text{m}^3$). La densité répondant à la loi des mélanges volumiques, nous pouvons écrire :

$$\frac{d_b \times v_b + d_g \times v_g}{v_b + v_g} \leq d_{g,max} \Leftrightarrow v_b(d_{g,max} - d_b) + v_g(d_{g,max} - d_g) \leq 0 \quad (5.1)$$

$$d_{g,max} - d_g \leq (d_b - d_{g,max}) \frac{v_b}{v_g} \Leftrightarrow d_{g,max} - d_g \leq (d_b - d_{g,max}) \frac{\frac{v_b}{v_g}}{\frac{v_g + v_b}{v_g}} \quad (5.2)$$

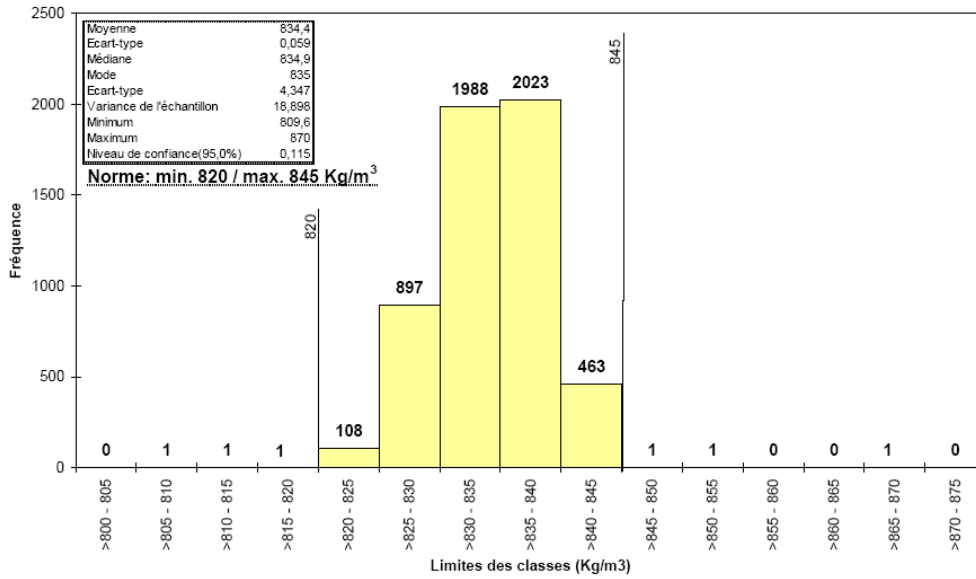
$$d_{g,max} - d_g \leq (d_b - d_{g,max}) \frac{\tau}{1 - \tau} \quad (5.3)$$

$$(5.4)$$

Avec : v_b : volume de biodiesel ;

v_g : volume de gazole.

τ : taux d'incorporation de biodiesel en volume dans le gazole.



Source : (FAPETRO, 2002)

Figure 5.2 – Distribution fréquentielle de la densité du gazole correspondant à des contrôles inopinés

Ainsi, pour pouvoir incorporer 1% de biodiesel dans le gazole, il faut que le gazole présente une densité inférieure à la limite de densité du gazole de :

$$d_{g,max} - d_g \leq 39 \times \frac{0,01}{0,99} = 39,4kg/m^3 \quad (5.5)$$

Pour atteindre une incorporation de biodiesel de 5% en volume dans le gazole il faut par conséquent que le gazole présente une densité maximum de 843 kg/m³ ce qui est susceptible de déclasser un peu moins de 8% des gazoles mis sur le marché après incorporation du biodiesel, soit 2,1 Mt de gazole.

Certes, il est toujours possible d'incorporer du biodiesel, qui est limité à 5% en volume, dans les 92% de gazoles fossiles qui présentent des densités inférieures à 840 kg/m³. Néanmoins, cet exemple illustre parfaitement que la qualité du gazole qui reçoit le biodiesel n'est pas neutre et qu'elle doit être prise en compte. Il serait par conséquent pertinent de se demander quelle peut être l'influence de taux d'incorporation de biodiesel plus important que 5% en volume, d'évaluer si les raffineurs n'auraient pas intérêt à prendre en compte les caractéristiques du biodiesel pour l'incorporer au gazole de façon optimale en fonction de sa quantité et de son coût

et, plus globalement, de comprendre l'influence de son utilisation sur l'ensemble du fonctionnement d'une raffinerie à court et à moyen termes.

5.2 Analyse de la demande de biodiesel comme base gazole

En 2005, afin d'étudier les interactions entre marchés agricoles et marchés pétroliers, l'INRA et l'IFP ont initié l'étude du marché du biodiesel et de l'éthanol/ETBE dans lequel ils ont affiné la modélisation de la demande de biocarburants. Ils ont, en effet, pris en compte les principales caractéristiques physico-chimiques des biocarburants pour évaluer les prix auxquels ils pourraient être achetés par les raffineurs (Rozakis et al., 2005; Bernard et al., 2006). Le biodiesel est considéré comme une base gazole, au même titre que les bases d'origines pétrolières (figure 5.3). Le travail de thèse

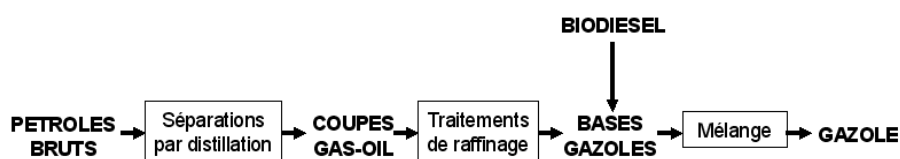


Figure 5.3 – Étude du biodiesel comme base gazole

proposé se situe dans la continuité de cette étude. Il remet par ailleurs en cause le niveau d'incorporation maximum de biodiesel de 5% en volume imposé par la norme gazole, et analyse l'impact de cette incorporation sur la formulation du gazole. Il dresse également l'étude de l'incorporation du biodiesel à moyen terme, à l'horizon 2010, en considérant que certains choix d'investissement des raffineurs pourraient être modifiés par l'utilisation du biodiesel. Cet aspect n'a, semble-t-il, pas été étudié précédemment.

Remise en cause des niveaux d'incorporation du biodiesel

L'incorporation de biodiesel dans le gazole est une opération complexe. Elle ne peut se faire que dans des conditions précises, définies par la norme "gazole" en vigueur en France. Cette incorporation ne doit pas aller à l'encontre des spécifications de qualité du gazole qui garantissent son bon fonctionnement dans les moteurs Diesel, des

conditions de manipulation sécurisées, une bonne conservation pendant le stockage et des impacts environnementaux limités à la combustion. C'est pourquoi, dans un premier temps, afin de se laisser le temps de consolider les connaissances sur les mélanges gazole/biodiesel, les Pouvoirs Publics ont limité l'incorporation de biodiesel à 5% en volume dans le gazole. Néanmoins, dès 2009, ce plafond d'incorporation deviendra incompatible avec les objectifs d'incorporation de biodiesel dans le gazole que l'Union Européenne s'est fixée (tableau 5.2). L'Union Européenne se penche par

<i>Unité :Mt</i>	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Objectifs européens						
en part énergétique	1.20%	1.50%	3.00%	4%	5%	5.75%
en part volumique	1.45%	1.81%	3.62%	4.83%	6.04%	6.94%
Objectifs français						
en part énergétique	1.20%	1.75%	3.50%	5.75%	6.25%	7.00%
en part volumique	1.45%	1.91%	3.81%	6.27%	6.81%	7.63%

Tableau 5.2 – Calendrier européen et français d'incorporation de biodiesel dans le gazole

conséquent sur l'utilisation d'un mélange de 10% de biodiesel en volume dans le gazole (B10). La validation technique de ce mélange permettra à l'Union Européenne de réviser la norme gazole européenne³. Pour la France qui s'est assignée un objectif d'incorporation de biodiesel de 5,75% en énergie (soit 6,27% en volume) dès 2008 (tableau 5.2), le plafond d'incorporation de biodiesel de 5% (vol.) de la norme gazole sera problématique dès l'année 2008, soit un an avant les autres pays Européens. Au cours de l'année 2007, la France a donc demandé une révision anticipée de la norme gazole afin de permettre une incorporation de biodiesel à hauteur de 10% dans le gazole. Cette demande a été refusée par la Commission Européenne suite au désaccord de 4 pays membres (Italie, Autriche, République Tchèque et Suède) qui suggèrent d'attendre la fin des travaux de normalisation (Autorités Françaises, 2007). Toutefois, au premier janvier 2008, pour atteindre ses objectifs d'incorporation, la France a instauré un décret autorisant l'incorporation de biodiesel à hauteur de 7% en volume⁴. Par ailleurs, l'incorporation de biodiesel est autorisée de manière dérogatoire dans des flottes urbaines spécifiques à hauteur de 30% en volume. **La diversité**

³Un arrêté modificatif de la norme gazole EN590 a été déposé par la Commission Européenne pour porter le taux maximum d'incorporation du biodiesel dans le gazole de 5% en volume à 10%.

⁴Arrêté du 27 avril 2007 modifiant les caractéristiques du gazole et du gazole grand froid (J.O. du 11 mai 2007)

des taux d'utilisation du biodiesel soulève la question de leur légitimité. Comment ces taux d'incorporation ont-ils été déterminés ? Relèvent-ils de réalités techniques, économiques, environnementales ?

Cette thèse remet en question la limite de 5% d'incorporation de biodiesel en volume dans le gazole. Les limites de l'incorporation du biodiesel reposeront par conséquent sur les spécifications techniques et environnementales appliquées au gazole mis à la consommation en France.

Étude de la formulation du gazole avec un base biodiesel

Le gazole est un produit "composite" constitué de bases d'origine pétrolière aux qualités diverses. La production du gazole nécessite par conséquent de déterminer la combinaison optimale des bases "gazole" permettant de produire du gazole au moindre coût et en quantités suffisantes pour répondre à la demande du marché français. C'est ce que l'on appelle la **formulation du gazole**. Les bases pétrolières étant issues du raffinage du pétrole, la combinaison des bases pétrolières se fait non seulement en fonction des caractéristiques physico-chimiques de chaque base, mais également de leur coût de production qui dépend des capacités de production de la raffinerie. Au cours du raisonnement à rebours qu'implique l'étape de formulation, les raffineurs sont rapidement confrontés aux interactions entre productions de bases pétrolières et à l'allocation des capacités des unités et des produits intermédiaires aux pools de produits pétroliers. En effet, précisons qu'une base pétrolière n'est pas destinée à un seul et unique pool de produit pétrolier. Elle peut être détournée d'un pool à l'autre en fonction de considérations économiques, technologiques ou autres (Charnes et al., 1952). Par ailleurs, l'activité de raffinage est caractérisée par une production jointe. Marshall (1920) définit la production jointe comme une activité de production, sur le plan technique, qui conduit à fabriquer avec les mêmes facteurs de production plusieurs produits différents (dans un rapport fixe, quelles que soient les quantités de facteurs mises en œuvre). Au niveau global de la raffinerie, les quantités de produits pétroliers obtenues (gazole, essence, etc.) sont interdépendantes sur le plan technique car chaque unité de traitement de la raffinerie est caractérisée par une production jointe qui se traduit par des ratios de production quasi-fixes entre produits pétroliers finis. A technologie donnée, c'est-à-dire à court terme, l'optimisation du raffinage consiste précisément à planifier les productions de la raffinerie.

L'objectif est de déterminer les flux de produits intermédiaires vers les différentes unités de traitement de la raffinerie afin de produire en quantités voulues les bases pétrolières et de les combiner de façon optimale au sein des pools de produits finis. L'incorporation d'une nouvelle base gazole, telle que le biodiesel, dans le pool gazole se traduit par une modification de l'ensemble de système productif de la raffinerie considérée. Le biodiesel, si son prix est intéressant ou si son utilisation est imposée, sera incorporé au moment de l'étape de mélange des bases (ou "blending") du gazole. Il se substituera en fonction de ses caractéristiques physico-chimiques à d'autres bases pétrolières qui n'ont plus besoin d'être produites, traitées ou achetées ou bien qui seront déviées vers d'autres pools de produits pétroliers. L'introduction du biodiesel obligera les raffineurs à repenser totalement la formulation du gazole et des autres produits pétroliers qui y sont liés et donc le fonctionnement global de sa raffinerie. **La formulation du gazole en présence de biodiesel nécessite de prendre en compte l'ensemble du processus de raffinage.**

Analyse de l'influence du biodiesel sur les choix d'investissement

A moyen terme, les raffineurs doivent effectuer des choix d'investissement de manière à obtenir la meilleure combinaison possible des capacités de traitement leur permettant de répondre à une demande anticipée en produits pétroliers dont les spécifications évoluent. A moyen terme, en 2010⁵, les raffineurs possèdent une certaine visibilité sur l'évolution des spécifications. La sévèrisation des spécifications "soufre" des carburants automobiles (S=10 ppm) et du fioul domestique (S=0,1% en masse), déjà contraignantes pour les raffineurs, va obliger ceux-ci à investir massivement dans des unités d'hydrodésulfuration (HDS). Bien que, dans l'industrie du raffinage, certains projets d'investissement n'aboutissent que 10 à 15 ans après leur lancement (Masseron, 1990), la construction d'une unité d'HDS peut être réalisée en 2 à 3 ans⁶. Nous allons analyser dans quelle mesure l'incorporation de biodiesel, exempt de

⁵Notre année de référence étant 2005, un horizon de 5 ans est considéré dans cette étude comme du moyen terme.

⁶C'est le cas de la mise en chantier au 4 juillet 2007 d'une unité d'HDS au Royaume-Uni par le groupe pétrolier Total pour une mise en service prévue en 2009 (Communiqué de presse du site institutionnel TOTAL du 4 juillet 2007 intitulé "Total construit deux nouvelles unités dans sa

soufre, pourrait contribuer à réduire les efforts d'investissement en unités de désulfuration du gazole des raffineurs français à l'horizon 2010.

Dans ce chapitre nous avons mis en évidence l'intérêt d'une nouvelle approche de la demande de biodiesel basée sur la prise en compte des caractéristiques du biodiesel. L'incorporation du biodiesel étant principalement réalisée par les raffineurs, il nous faut représenter les conditions susceptibles d'influencer leur demande en biodiesel. Pour élaborer leur gazole, les raffineurs combinent de façon optimale des bases pétrolières en fonction de leurs caractéristiques physico-chimiques et de leur coût de production. L'analyse à court et à moyen terme de la demande du biodiesel qui a vocation à être incorporé dans le pool gazole nécessite par conséquent de prendre en compte les caractéristiques physico-chimiques du biodiesel. Par ailleurs, nous faisons le choix de relâcher la contrainte d'incorporation maximum de 5% de biodiesel dans le gazole pour évaluer l'influence de taux d'incorporation plus important.

raffinerie de Lindsey au Royaume-Uni").

Chapitre 6

Modèle d'optimisation du raffinage sous contraintes

6.1 Modélisation par programmation linéaire

Programmation linéaire et le raffinage

La formulation des produits pétroliers a été étudiée dès les années 1950 à l'aide de modèles d'optimisation sous contraintes basés sur la programmation linéaire (PL). En 1952, Charnes et al. appliquent pour la première fois un modèle de PL afin de déterminer la combinaison optimale des bases pétrolières pour la production d'essence d'aviation¹. Les liens évidents entre l'optimisation du mélange des bases pétrolières et leur approvisionnement par le processus de raffinage amènent rapidement Symonds (1955); Manne (1958); Adams et Griffin (1972); Maurin (1967) à intégrer les deux problématiques au sein d'un même modèle d'optimisation du raffinage. Ainsi, les modèles de PL ont permis d'assister les raffineurs dans les principales problématiques auxquelles ils sont confrontés² (Maurin, 1967) :

¹Les modèles de PL ont été utilisés pour traiter des problèmes de mélange dans le cas de la production de différentes cultures agricoles sur une parcelle (Bolse, 1956; King, 1953), de mélange d'aliments pour une alimentation équilibrée (Brigham, 1959; Fisher & Shruben, 1953; Katzman, 1956), etc.

²Les modèles de PL ont également permis aux pétroliers d'assister la production de pétrole brut (Aronofsky & Lee, 1957; Aronofsky & Williams, 1962; Catchpole, 1962) et d'organiser la distribution de produits finis (Zierer et al., 1976; Garvin et al., 1957)

- déterminer la composition optimale des mélanges de bases ;
- optimiser l'utilisation des unités de raffinage ;
- étudier les plans à long terme, avec des choix d'investissement à réaliser.

Ces informations permettent notamment d'orienter les choix économiques des raffineurs en fonction de nouveaux paradigmes technologiques ou réglementaires, mais également de leur fournir une certaine lisibilité sur les orientations du raffinage envisageables à moyen terme (Adams & Griffin, 1972). Ils sont aujourd'hui encore utilisés par les opérateurs des raffineries eux-mêmes afin de gérer les flux de la raffinerie car ils permettent de représenter de manière réaliste les choix économiques des raffineurs.

En effet, tout raffineur économiquement rationnel cherche à maximiser son profit en prenant en compte un ensemble de contraintes de production, réglementaires et de marchés du type :

- disponibilité et rendement des pétroles bruts ;
- spécifications des produits pétroliers à fabriquer ;
- limitation de débouchés de certains produits ;
- capacité et possibilités de réglage des unités de raffinage existantes ;
- capacités de stockage disponibles.

Par ailleurs, les opérations de raffinage peuvent facilement être représentées par des équations linéaires. En effet, les produits pétroliers répondent à la loi linéaire de mélange pour la majorité de leurs caractéristiques physico-chimiques (masse, densité, teneur en soufre etc.)³. En revanche, certaines caractéristiques, telles que la viscosité ou les caractéristiques à froid d'un carburant, ne respectent pas cette loi. Dans ce cas, il est possible d'utiliser des coefficients d'équivalence permettant de formuler une loi linéaire de mélange. On appelle ces coefficients les indices de mélange.

Les modèles de programmation linéaire, bien que très consommateurs en données techniques, sont ainsi faciles à mettre en oeuvre relativement aux réponses qu'ils apportent aux problématiques complexes du raffinage. Ils permettent de déterminer (Baumol, 1963) :

- les dépenses à effectuer pour l'achat d'une ressource (pétrole brut, intrant, utilisés) ;
- les quantités de produit final à produire ;

³Cette loi postule que la caractéristique physique ou chimique d'un produit fini correspond à la pondération en quantité (ou en volume) des caractéristiques physiques ou chimiques de ces constituants.

– les quantités de chaque type de ressource à attribuer à chaque type de produit. Dans le cadre du raffinage, ces questions s'avèrent complexes du fait de l'interdépendance des productions en produits intermédiaires et en produits pétroliers. Chaque unité du raffinage traite une ou plusieurs charges qui seront converties en plusieurs produits en proportions quasi-fixes. Afin d'assurer une certaine production d'un produit pétrolier et sa qualité, le raffineur se doit de connaître l'ensemble des rendements de ses unités et allouer les capacités des unités de traitement aux bases qui seront les mieux valorisées. La question de l'allocation des ressources rares est cruciale dans tout système productif. Elle doit se faire sur des critères d'utilité marginale de la ressource pour une utilisation donnée. La dernière unité utilisable de la ressource doit être allouée à l'usage qui lui permet d'être la mieux valorisée.

Les modèles de programmation linéaire permettent d'allouer les ressources de manière économiquement optimale. La résolution du problème économique, en plus de déterminer les quantités de produits pétroliers à produire, fournit les taux marginaux de substitution entre ressources.

Par ailleurs, à toute contrainte du problème économique dit "primal" est associé une variable dite "duale". Cette variable duale représente la valeur marginale associée à la contrainte primale. Elle correspond à la recette marginale qu'entraînerait le relâchement de cette contrainte. Les variables primales décrivent les activités, les contraintes primales expriment les restrictions de matières premières, les variables duales représentent les prix de ces matières premières et les contraintes duales comparent les coûts et les revenus par unités produites (Henderson & Quandt, 1990). Par exemple, une contrainte primale de capacité d'une unité de traitement a pour variable duale associée le produit marginal qu'entraînerait l'augmentation d'une tonne de la capacité de cette unité.

Plus globalement, au problème primal qui consiste à déterminer la combinaison optimale de production sous contraintes de disponibilité physique des ressources, est associé un problème dual d'optimisation de l'utilisation des ressources sous contraintes que les valeurs des ressources limitées investies dans la fabrication ne deviennent pas inférieure au profit maximal du produit. Ces programmes d'optimisation sont identiques, ils présentent les mêmes solutions à l'optimum. Optimiser la rentabilité d'un système de production revient à optimiser l'utilisation des ressources en fonction de leur valeur. Le principe de dualité est un outil très utile pour l'analyse économique de la production du raffineur.

La problématique d'incorporation du biodiesel dans le gazole est similaire à une problématique classique de formulation optimale du gazole par les raffineurs. C'est la raison pour laquelle nous utiliserons dans ce travail de thèse un modèle d'optimisation sous contraintes basé sur la programmation. Ainsi nous serons en mesure de déterminer comment un raffineur peut utiliser au mieux ses unités de raffinage lorsqu'il incorpore du biodiesel, combien il peut dépenser pour l'achat de cette ressource (variable duale) et en quelle quantité il doit l'acheter (variable primale).

Les principes fondamentaux des modèles de programmation linéaire

La programmation linéaire est un outil mathématique qui utilise une méthode de résolution basée sur le calcul différentiel. Pour être résolus, les modèles d'optimisation basés sur la programmation linéaire doivent satisfaire certaines conditions : additivité, proportionnalité, divisibilité et positivité.

Linéarité

Une fonction de production est linéaire quand elle se compose d'un ensemble d'activités linéaires de production que l'on peut mettre en oeuvre simultanément. Chaque activité linéaire de production correspond à un processus de production qui, à partir d'un ou plusieurs inputs (CH), permet de produire des outputs (Y_1 , Y_2) en proportions fixes (α_1 , α_2) (figure 6.1, Henderson & Quandt, 1990).

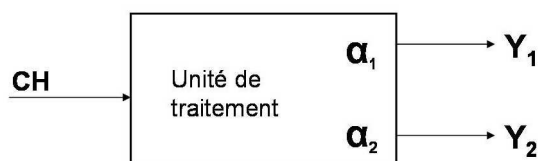


Figure 6.1 – Production jointe au niveau d'une unité de traitement produisant deux effluents à partir d'une seule charge

Dans le raffinage, au niveau de chaque unité de conversion ou de traitement, on

observe des comportements linéaires de production⁴. C'est pourquoi, au niveau plus global de la raffinerie, on observe des ratios de production quasi-fixes entre produits pétroliers finis. Ils sont quasi-fixes car les activités linéaires de productions peuvent être combinées différemment. Les deux conditions permettant de respecter la linéarité du programme de programmation linéaire sont :

- l'**additivité** : la valeur de la fonction économique ainsi que celle des contraintes sont égales à la somme des contributions des différentes variables. Le mélange de bases pétrolières répond généralement à la loi linéaire des mélanges ou repose sur l'utilisation d'indices de mélanges ;
- la **proportionnalité** : la multiplication d'une variable par une constante entraîne une augmentation proportionnelle à cette même constante de la contribution de la variable à la fonction économique et aux contraintes ;

Dans le cas du problème du raffineur, il est nécessaire de linéariser la fonction de coûts variables non proportionnels sous forme de coût moyen de manière à les intégrer dans le vecteur des coûts opératoires variables. Les coûts d'investissement ne sont généralement pas proportionnels aux capacités. Ils peuvent néanmoins être linéarisés lorsque les possibilités d'investissement sont connues (Pierru & Babusiaux, 2004).

Convexité

L'ensemble des contraintes du programme linéaire doit représenter un ensemble convexe. Le programme du raffineur est soumis à des contraintes d'inégalités qui définissent des demi-espaces ouverts (inégalité stricte) ou des demi-espaces fermés (inégalité non stricte). Une solution réalisable du programme linéaire appartient à chacun des demi-espaces des contraintes qui, avec les contraintes de positivités, définissent un polyèdre c'est-à-dire un espace linéaire convexe, fermé et borné inférieurement (Henderson & Quandt, 1990).

Pour que le programme du raffineur soit convexe, il faut que la **divisibilité** des variables soit respectée. C'est-à-dire que les variables soient continues et prennent a priori toutes les valeurs entre 0 et l'infini. Dans le cas de mélange, cette caractéristique des modèles de programmation linéaire ne pose pas de problèmes. Toutefois,

⁴Les conditions opératoires de certaines unités peuvent toutefois être modifiées et modifier le ratio des produits finis. On considère que les ratios des unités sont fixes excepté lorsque deux modes de fonctionnement peuvent être distingués de par une modification importante des ratios de production.

dans le cas de choix d'investissements, le raffineur est confronté à des choix discrets (ex : investir ou non dans une unité de 500 000 tonnes). Nous supposons que il peut investir dans n'importe quelle taille d'unité, ce qui, à l'échelle nationale, est tout à fait concevable étant donné que les investissements peuvent être répartis entre raffineries.

Par ailleurs, les variables des raffineurs doivent être bornées pour que le problème possède toujours au moins une solution optimale. Cette condition est assurée à la fois par la convexité et la **positivité** de l'ensemble des variables correspondant à la valeur des biens et à leur quantité.

La résolution d'un programme linéaire respectant ces conditions est basée sur une approche itérative proposée par Dantzig (1963) : la méthode du "simplexe". Cette méthode consiste à identifier une solution réalisable et à améliorer de manière itérative, par variable, la solution en fonction du critère d'optimisation choisi jusqu'à ce que la solution soit optimale. Dans ce travail de thèse l'algorithme du simplexe a été mise en oeuvre par le solveur CPLEX 9.0⁵ sous l'environnement "Generalized Algebraic Modeling System" (GAMS) (Brooke et al., 1998; McCarl, 2004).

6.2 Composition du programme d'optimisation du raffinage

Un programme de minimisation du coût

D'après la théorie néoclassique, tout raffineur économiquement rationnel cherche à maximiser son profit total⁶. Pour ce faire, il peut procéder de deux manières :

- minimiser ses coûts de production en optimisant son outil industriel ;
- optimiser ses niveaux de production ;
- accroître ses bénéfices en jouant sur la structure du marché.

Les deux premiers points relèvent d'une optimisation industrielle et le troisième d'une stratégie commerciale.

⁵<http://www.ilog.com/products/cplex/index.cfm>

⁶Nous nous intéressons dans ce travail de thèse à la rationalité économique du raffineur en tant qu'industriel plutôt qu'en tant qu'entrepreneur. Tous les aspects de gestion intra firme et d'organisation hiérarchique (théorie du principal-agent) sont donc ignorés.

Ce travail de thèse limite son analyse à la problématique d'optimisation industrielle des raffineurs. Nous supposons par conséquent que les raffineurs sont en situation de concurrence pure et parfaite sur l'ensemble des marchés de matières premières et de produits. Ils n'ont donc aucune influence sur les prix. Ils sont "price takers". Par ailleurs, notre analyse se focalise sur la combinaison optimale des bases pétrolières et du biodiesel pour la production d'un gazole respectant les spécifications de qualités. Or, Varian (2003) précise que la détermination de la combinaison optimale des inputs relève de la minimisation des coûts du raffinage à niveau de production donné alors que l'étude des niveaux de production relève de la maximisation du profit sous contrainte d'offre⁷.

Pour se ramener à un problème de minimisation des coûts, nous considérons que les raffineurs répondent à des demandes fixes de produits pétroliers qui correspondent aux demandes des marchés intérieurs⁸. En effet, le profit est égal à la différence entre les recettes et les coûts de raffinage :

$$\pi = p \times q - C$$

A productions données, les recettes correspondant aux produits des prix concurrentiels des outputs et des quantités d'outputs deviennent des paramètres déterminés de manière exogène. Ainsi, sous ces conditions et à l'optimum, une maximisation de profit est équivalente à une minimisation des coûts⁹.

Définition de la fonction objectif

Dans la modélisation retenue, l'industrie française du raffinage cherche à minimiser ses coûts variables de manière à répondre à la demande exogène nationale en produits finis. Pour ce faire, les raffineurs français doivent à court terme, c'est-à-dire à technologie donnée, organiser au mieux les flux d'intrants et de produits intermédiaires

⁷Il déclare que "les demandes conditionnelles de facteur donnent les choix qui minimisent le coût pour un niveau donné d'output" alors que les demandes de facteurs donnent "les choix qui maximisent le profit pour un prix donné de l'output".

⁸Cette hypothèse est relativement réaliste étant donné que les raffineurs essaient de s'adapter au mieux au marché local. Toutefois, la production jointe des raffineurs les amène à exporter et importer des produits pétroliers afin de répondre au marché intérieur au moindre coût. Cette possibilité sera soit laissée libre soit paramétrée en fonction des produits pétroliers considérés.

⁹Maximiser l'inverse d'un coût revient à minimiser ce même coût.

en élaborant une combinaison optimale de l'utilisation des unités de traitement. A long terme, il s'agit de définir la technologie de production la plus adaptée pour répondre à la demande estimée.

Pour minimiser les coûts de production de l'industrie française du raffinage, il nous faut déterminer l'ensemble de production de l'industrie du raffinage, c'est-à-dire l'ensemble des combinaisons des facteurs de production qui sont techniquement réalisables pour parvenir aux niveaux de production désirés des produits finis. La frontière de cet ensemble de production représente les niveaux minimaux des facteurs de productions nécessaires pour produire les niveaux de produits finis envisagés. De manière générale, le problème de minimisation des coûts de l'industrie française du raffinage s'écrit sous la forme d'une fonction objectif à minimiser sous les contraintes de production (techniques, technologiques et économiques) des raffineurs :

$$(P_0) \begin{cases} \min c_1 \cdot x - c_2(x), \\ Ax \geq b, \\ x \geq 0, \end{cases}$$

Où c_1 correspond au vecteur $(1 \times n)$ des coûts opératoires proportionnels au niveau des intrants ;

x est le vecteur $(n \times 1)$ des variables positives ou nulles représentant à court terme les niveaux des flux de la raffinerie en intrants, en produits intermédiaires et en produits finis. A long terme, les variables de capacités installées s'ajoutent aux variables précédentes ;

$c_2(x)$ est la fonction des coûts variables non proportionnels au niveau des x . A court terme les coûts variables non proportionnels se rapportent aux coûts associés aux inputs de maintenance (catalyseurs, produits chimiques...). A long terme, ils correspondent également aux coûts d'investissement ;

A est une matrice $(m \times n)$ des coefficients techniques composés des paramètres (rendements des unités, lois de mélange, consommation d'utilité, etc.) permettant d'écrire les contraintes de raffinage ;

b est le vecteur $(m \times 1)$ des seconds membres des contraintes de production (niveaux des demandes, spécifications en produits finis, etc.).

En linéarisant les coûts variables non proportionnels, le problème de minimisation du coût variable du raffinage sous contraintes de production peut s'écrire de la manière

suivante :

$$(P_1) \begin{cases} \min c \cdot x, \\ Ax \geq b, \\ x \geq 0 \end{cases}$$

Les contraintes de production des raffineurs français

Les contraintes de production auxquelles est soumise l'industrie française du raffinage sont de différentes natures. Des contraintes liées aux marchés des produits finis bornent inférieurement la production. C'est le cas des contraintes de satisfaction de la demande de produits pétroliers. Des contraintes structurelles de capacité des unités de raffinage bornent supérieurement la production, de même que des contraintes de disponibilité des inputs de production (pétroles bruts). Des contraintes de qualité permettent le respect des spécifications des produits finis. D'autres contraintes permettent enfin de réaliser des bilans matières.

Contraintes de bilans matières

Ces contraintes permettent d'établir les bilans matières des produits intermédiaires, polluants, utilités et produits finis. Ce sont les équations les plus nombreuses du modèle de raffinage. Elles permettent de comptabiliser les quantités utilisées de chaque produit suite à ses diverses affectations.

Certaines équations bilans permettent de comptabiliser les émissions de polluants de la raffinerie (CO_2). Les émissions de polluants sont dues au brûlage de combustibles gazeux (C_2, C_3), liquides (fuel lourd) et solides (coke de pétrole). Pour chaque polluant, la quantité totale du polluant émis est égale à la somme des émissions engendrées par la combustion de chaque intrant ou produits intermédiaires résultant du produit du coefficient d'émission de polluant et de la quantité d'intrant ou de produit intermédiaire associé.

Contraintes de demande

Les contraintes de demande permettent de vérifier que la demande puisse être satisfaite par la production de l'industrie du raffinage français. La production nationale

d'un produit fini doit permettre aux raffineurs français de répondre à la demande de ce produit pétrolier sur le marché national ou international.

Contraintes de qualités des produits finis

Ces contraintes permettent aux produits finis de respecter les spécifications réglementaires pour la mise sur le marché des produits pétroliers. Ces contraintes de production peuvent limiter inférieurement ou supérieurement une qualité du produit fini considéré. Les contraintes de qualité des produits finis reposent sur la loi linéaire des mélanges qui consiste à pondérer les qualités (ou indices de qualités) des constituants pour connaître la qualité du produit fini.

Contraintes structurelles de capacité et d'investissement

Les contraintes de capacité ont pour objet de limiter les quantités de charges des unités de traitement à la capacité de traitement de l'unité considérée. Dans des études de court terme, les capacités des unités sont toutes fixées, nous sommes à technologie donnée. A moyen terme, seules certaines unités de traitement peuvent faire l'objet d'investissements en fonction du délai de mise en service de l'unité et des besoins des raffineurs. A long terme, les contraintes de capacités des unités n'ont plus de raison d'être puisque le raffineur peut décider d'investir dans tout type d'unité, le temps de mise en service n'étant plus limitant.

Concrètement, pour le long terme des contraintes de disponibilité de capacités supplémentaires sont modélisées. Bien que les choix d'investissement se font pour des capacités déterminées par des critères économiques, comme le précise Pierru et Babusiaux (2004), lorsque les possibilités d'investissement sont connues, une approximation linéaire peut être utilisée afin d'exprimer le coût initial d'investissement d'une unité comme une fonction linéaire de la capacité de l'unité considérée. Au niveau national, cette hypothèse n'est pas restrictive car nous pouvons répartir les investissements réalisés sur les différentes raffineries françaises de manière à respecter les tailles optimales d'investissement¹⁰. Les coûts associés aux choix d'investissement des raffineurs correspondent aux amortissements économiques de ces unités, c'est-à-dire

¹⁰Pour les unités d'hydrocraquage, la taille optimale retenue est de 2 millions de tonnes et pour les unités d'HDS.

au capital initial de l'investissement divisé par la somme des facteurs d'actualisation sur la vie économique de l'unité considérée¹¹.

Contraintes de disponibilité des intrants sur le marché

La disponibilité des intrants est limitée soit par la capacité des unités, soit par la disponibilité de l'intrant sur le marché. Dans notre modèle de raffinage, elles concernent exclusivement les disponibilités de pétroles bruts dont l'approvisionnement pour un pays comme la France est contraint par des enjeux géopolitiques. Les contraintes ont pour objet de fixer les quantités de chaque brut qui alimenteront la raffinerie, la part de chaque brut étant bornée.

6.3 Solutions du problème d'optimisation des raffineurs français

Cette section a pour objet de montrer l'intérêt des programmes du raffineur (primal et dual) pour l'analyse économique, pour la détermination des quantités de biodiesel à incorporer sous différentes conditions et du prix auquel ces quantités doivent être

¹¹L'investissement en fonction de la taille de l'unité est donné par la formule :

$$\frac{I}{I_0} = \left(\frac{C}{C_0} \right)^\alpha \quad (6.1)$$

Avec I le coût d'investissement à déterminer pour une capacité de l'unité C et I_0 le coût d'investissement connu d'une unité de capacité C_0 , α correspondant au coefficient d'économie d'échelle. Le coût de revient économique annuel (c_I) d'une unité d'une durée de vie de n années et de frais annuels d'exploitation c_v ayant pour expression (Babusiaux, 1990) :

$$c_I = \frac{I}{\sum_{k=1}^n \frac{1}{(1+i)^k}} + c_v \times C \quad (6.2)$$

En dérivant la formule donnant l'investissement en fonction de la taille, nous obtenons :

$$\frac{dI}{I} = \alpha \frac{dC}{C} \quad (6.3)$$

Le coût marginal de long terme (c_{LT}), dérivée du coût de revient économique annuel, s'écrit de la manière suivante :

$$c_{LT} = \frac{\alpha I}{C \sum_{k=1}^n \frac{1}{(1+i)^k}} + c_v \quad (6.4)$$

incorporées. Soulignons que programmes primal et dual ne sont que deux manières différentes d'appréhender le problème économique des raffineurs qui ne présente qu'une seule et unique solution dans un même contexte.

Résolution analytique du problème primal

Pour déterminer les solutions du problème de l'industrie du raffinage, c'est-à-dire déterminer les valeurs des variables physiques à l'optimum économique, il est nécessaire d'écrire le problème de l'industrie du raffinage sous sa forme canonique, c'est-à-dire en exprimant les contraintes de production sous forme d'égalités :

$$(P_2) \begin{cases} \min c \cdot x, \\ Ax - Bz = b, \\ x \geq 0, z \geq 0, \end{cases}$$

Avec :

x est le vecteur colonne des variables primales ou physiques (quantités) $(n \times 1)$;

c est le vecteur ligne des coûts associés aux biens x $(1 \times n)$;

A est la matrice des coefficients techniques ou matrice des contraintes $(m \times n)$;

B est une matrice diagonale carrée $(m \times m)$;

z est le vecteur $(m \times 1)$ des variables d'écart non négatives.

En posant

$$D = \left\| \begin{array}{c|c} A & -B \end{array} \right\|$$

où D est une matrice de dimension $(m \times (n+m))$ composée des coefficients techniques et des coefficients associés aux variables d'écart. De plus, posons :

$$w = \left\| \begin{array}{c} x \\ - \\ z \end{array} \right\|$$

où w est le vecteur de dimension $((n+m) \times 1)$ des variables d'activité (x) et d'écart (z) du modèle, et :

$$d = \left\| \begin{array}{c} c \\ - \\ 0 \end{array} \right\|$$

où d est le vecteur de dimension $((n + m) \times 1)$ des coûts variables associés aux variables d'activité et d'écart (qui présentent un coût nul).

Nous pouvons écrire de manière simplifiée le problème de minimisation des coûts de l'industrie du raffinage :

$$(P_3) \begin{cases} \min d \cdot w, \\ Dw = b, \\ w \geq 0 \end{cases}$$

Afin d'éclaircir l'exposé, nous allons définir un certain nombre de termes sur la base des définitions données par Maurin (1967). Tout vecteur w vérifiant les contraintes $Dw = b$ est appelé solution du problème. Si, cette solution vérifie les contraintes de positivité $w \geq 0$, elle sera qualifiée de solution réalisable. Une solution réalisable w constitue une solution de "base" si une sous-matrice D_I de la matrice D constitue une matrice carrée inversible. La matrice D_I est associée au vecteur des variables w_I . Une solution de base w est réalisable si les n autres variables $w_{\bar{I}}$ qualifiées d'hors base sont nulles. Ce sont les solutions réalisables de base qui constitueront les solutions optimales des simulations réalisées dans ce travail de thèse.

Nous désignerons par :

- w_I les m variables de base, avec I désignant l'ensemble des indices des m variables de base ;
- $w_{\bar{I}}$ les n variables hors base, avec \bar{I} désignant l'ensemble des indices des n variables hors base, ensemble complémentaire de l'ensemble I .

Le système d'équation $Dw = b$ peut dorénavant s'écrire en fonction des variables en base et hors base du problème en partitionnant la matrice D et le vecteur w de la manière suivante :

$$Dw = \begin{bmatrix} D^I & D^{\bar{I}} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} w_I \\ - \\ w_{\bar{I}} \end{bmatrix} = b$$

soit :

$$D^I \cdot w_I + D^{\bar{I}} \cdot w_{\bar{I}} = b \tag{6.5}$$

La matrice D^I étant carrée et non singulière, une résolution matricielle de ce système d'équation nous donne les valeurs des variables en bases suivantes :

$$w_I = (D^I)^{-1} \cdot (b - D^{\bar{I}} \cdot w_{\bar{I}}) \tag{6.6}$$

Cette relation exprime les solutions w_I du problème en fonction des coefficients des contraintes, des seconds membres et des variables hors bases qui présentent des valeurs nulles à l'optimum. Nous obtenons par conséquent les solutions suivantes :

$$w_I = (D^I)^{-1} \cdot b \quad (6.7)$$

La quantité de biodiesel et des autres bases gazole résultants de nos simulations répondront à cette formule. A partir de ce résultat et de l'expression des contraintes primales, nous serons en mesure de déterminer les caractéristiques physico-chimiques du gazole produit.

Écriture du problème dual ou économique

A tout programme linéaire primal correspond un programme linéaire dual. Dans le cas d'un programme de minimisation de coût sous contraintes, le programme dual s'écrit :

$$(D_1) \begin{cases} \max y \cdot b, \\ A^t y \leq c, \\ y \geq 0 \end{cases}$$

où y est le vecteur $(1 \times n)$ des variables duales.

Le programme dual de l'industrie du raffinage traduit la maximisation de la valeur des ressources. Les contraintes du programme dual expriment le fait que les valeurs que représentent les ressources pour le raffineur doivent être inférieures ou égales à leurs coûts d'obtention (prix pour un input, coût de construction pour une unité). Si elles étaient supérieures, le raffineur aurait tout intérêt à s'en procurer jusqu'à leurs valeurs soient égales à leurs coûts.

L'équation de recette factorielle marginale ou valorisation marginale d'un input x_j s'écrit, d'après la contrainte du programme duale associée, de la manière suivante :

$$RFm_j = A_{\bullet,j}^t \cdot y = a_{1,j}y_1 + a_{2,j}y_2 + \dots + a_{n,j}y_n \quad (6.8)$$

Les coefficients $a_{i,j}$ de la matrice A associés à l'input x_j sont nuls pour la fonction de demande d'un produit fini¹², égaux à 1 dans les équations bilans du produit fini à

¹²Sauf dans le cas où leur contenu énergétique massique est différent de celui du gazole, ce qui est le cas uniquement pour le biodiesel dans notre modèle.

la production duquel il participe, égaux à la valeur de leurs caractéristiques physico-chimiques dans le cas de contraintes de qualité. Par ailleurs, seules les contraintes saturées auront une influence sur la valeur de la recette factorielle marginale du biodiesel ($y_j \neq 0$).

Dans le programme dual, le vecteur ligne des productivités marginales d'un input x_j correspond à la transposée de la colonne j de la matrice technique A notée $A_{\bullet,j}^t$.

$$A_{\bullet,j'}^t \cdot y = a_{1,j'}y_1 + a_{2,j'}y_2 + \dots + a_{n,j'}y_m \quad (6.9)$$

Les coefficients $a_{i,j}$ de la matrice A associés au produit $x_{j'}$ sont égaux à 1 pour la fonction de demande qui lui est associée, égaux à -1 dans le cas d'équation bilan de sa production, égaux aux spécifications à respecter dans le cas de contraintes de qualité. Le coût marginal du gazole correspond à la variable duale associée à la contrainte de demande de ce produit fini (y_1). Le coefficient ($a_{1,j'}$) associé à cette variable est égal à 1. L'expression du coût marginal y_1 du produit fini x_1 s'écrit par conséquent :

$$y_1 = -a_{2,j'}y_2 - \dots - a_{n,j'}y_m \quad (6.10)$$

En soustrayant l'équation 6.10 à l'équation 6.8, nous sommes en mesure d'exprimer la recette factorielle marginale d'un input (x_j) en fonction du coût marginal du produit y_1 et des coefficients des autres contraintes associées à ce produit :

$$RFm_j = (1 + a_{1,j})y_1 + (a_{2,j} - a_{2,j'})y_2 + \dots + (a_{n,j} - a_{n,j'})y_m \quad (6.11)$$

L'écriture du programme dual du raffineur nous permettra d'exprimer la valeur du biodiesel (ou d'autres bases gazole) utilisé comme base gazole en fonction de la valeur du gazole (y_1) et de ses caractéristiques physico-chimiques (coefficients des autres contraintes $a_{k,j'}$), c'est-à-dire définir la valeur relative du biodiesel (ou d'autres bases gazole) au gazole. Nous pourrions donc également définir la valeur d'une base gazole relativement à celle d'une autre base.

Théorèmes d'exclusion

Normalement le raffineur ajuste l'utilisation d'une base gazole en fonction de son prix.

$$RFm_j \leq c_j \quad (6.12)$$

Le prix du biodiesel étant incertain, nous désirons explorer différentes hypothèse de prix d'achat du biodiesel afin d'évaluer l'intérêt que représente différentes quantités de biodiesel pour le raffineur. Cette évaluation présente également un intérêt pour les pouvoirs publics qui ont besoin d'information privée pour mettre en place des politiques de promotion du biodiesel.

Le théorème fondamental de la dualité postule que si un programme linéaire et son dual admettent tous les deux une solution réalisable, chacun d'eux a un optimum fini et les valeurs optimales de leurs fonctions objectifs sont égales. A partir de la solution du programme primal nous pouvons écrire :

$$d^I \cdot (D^I)^{-1} \cdot b = y^* \cdot b \quad (6.13)$$

De cette équation, nous déduisons l'expression des variables duales :

$$y^* = d^I \cdot (D^I)^{-1} \quad (6.14)$$

Une variable duale (ou prix dual) correspond à la variation de la fonction objectif du dual (f) par rapport à une très faible variation du second membre b de la contrainte associée.

$$y^* = \frac{\partial f}{\partial b} = d^I \cdot (D^I)^{-1} \quad (6.15)$$

Notons que le prix dual associé à la contrainte de demande d'un produit fini sera par la suite appelé **coût marginal** du produit pétrolier considéré. Chaque variable duale donne le "coût" de la contrainte à laquelle elle est associée (Maurin, 1967). A l'optimum les variables primales et duales répondent aux **relations d'exclusion** suivantes¹³ :

$$y^* \cdot z^* = 0 \quad (6.16)$$

$$\text{soit : } z^* = 0 \text{ et } y^* > 0 \quad (6.17)$$

$$\text{soit : } z^* > 0 \text{ et } y^* = 0 \quad (6.18)$$

¹³Nous considérons que le problème n'est pas dégénéré et que par conséquent y et z ne sont pas nuls en même temps.

Ces relations signifient que si une contrainte n'est pas saturée, l'intérêt de la relâcher est nul. Si, par contre, une contrainte est saturée, les raffineurs auront un intérêt économique à relâcher la contrainte. Cette relation vaut également pour le programme dual.

En introduisant des variables d'écart duales, nous pouvons écrire le programme dual de l'industrie du raffinage sous sa forme canonique, c'est-à-dire en transformant les contraintes d'inégalités en contraintes d'égalités, de la manière suivante :

$$(D_2) \begin{cases} \max y \cdot b, \\ A^t y + Gu = c, \\ y \geq 0, u \geq 0 \end{cases}$$

G est la matrice identité carrée ($n \times n$) ;

u est le vecteur ($n \times 1$) des variables d'écart duales non négatives.

Les variables d'écart duales correspondent au montant duquel il faudrait réduire le prix du facteur (c) pour que les raffineurs français soient disposés à en acheter. Les relations d'exclusion correspondant au programme dual s'écrivent par conséquent de la manière suivante¹⁴ :

$$u^* \cdot x^* = 0 \tag{6.19}$$

$$\text{soit : } u^* = 0 \text{ et } x^* > 0 \tag{6.20}$$

$$\text{soit : } u^* > 0 \text{ et } x^* = 0 \tag{6.21}$$

Ces relations signifient que si la variable d'écart duale est nulle, c'est-à-dire que si les raffineurs attribuent à un facteur donné la valeur qu'il a sur le marché, alors ils utiliseront ce facteur de production. Toutefois, si la valeur qu'ils attribuent à ce facteur est inférieure à celle du marché, ils ne chercheront pas à s'en procurer.

Les relations d'exclusion primales et duales explicitent les relations entre programme primal et programme dual. Nous pouvons synthétiser ces relations sous deux formes qui correspondent à deux manières d'appréhender le problème économique du raffineur.

La vision "primale" établit que, si la totalité de la quantité disponible d'une ressource

¹⁴Nous considérons que le problème n'est pas dégénéré et que par conséquent u et x ne sont pas nuls en même temps.

(\bar{x}) est utilisée, cette ressource a une valeur non nulle aux yeux du raffineur. Or c'est précisément la valeur que représente le biodiesel pour les raffineurs que nous cherchons à déterminer pour différentes quantités de biodiesel à incorporer (tableau 6.1). En effectuant des simulations pour différentes quantités de biodiesel disponibles (\bar{x}), nous serons en mesure de déterminer la valeur du biodiesel pour différentes quantités de biodiesel incorporées, c'est-à-dire tracer la courbe de demande inverse de biodiesel

	Q	Variable d'écart primale	RFm
Saturation	$x = \bar{x}$	$z = 0$	$y > 0$
Non saturation	$x < \bar{x}$	$z \geq 0$	$y = 0$

Tableau 6.1 – Saturation ou non de la contrainte duale de recette factorielle marginale du biodiesel

L'approche "duale" établit que lorsque que le coût d'achat (c_j) d'une ressource (ou son prix) est intéressant pour l'opérateur, cette ressource est utilisée jusqu'à ce que ce que la valeur de cette ressource égale son coût d'achat¹⁵. Ainsi pour différents prix du marché du biodiesel, nous serons en mesure de déterminer en quelles quantités les raffineurs souhaitent acquérir du biodiesel, c'est-à-dire tracer la courbe de demande du biodiesel.

	RFm	variable d'écart duale	Quantité
Saturation	$RFm = c_j$	$u = 0$	$x \geq 0$
Non saturation	$RFm \leq c_j$	$u \geq 0$	$x = 0$

Tableau 6.2 – Saturation ou non de la contrainte duale de recette factorielle marginale du biodiesel

La programmation linéaire est un outil approprié pour analyser l'intérêt qu'une industrie porte à un facteur de production puisque le programme dual donne l'expression de la recette factorielle marginale de ce facteur (encore appelée valorisation marginale du facteur), c'est-à-dire la valeur que l'industrie attribue à ce facteur, alors que le programme primal donne la quantité de facteur que l'industrie utilise. Ce sont principalement sur ces éléments que vont porter l'analyse de la demande de biodiesel suivante.

¹⁵Rappelons que plus un bien est abondant plus son utilité décroît.

6.4 Caractéristiques du modèle mis en œuvre

Le modèle de l'industrie du raffinage mis en œuvre dans ce travail de thèse est basé sur le modèle de raffinage *Oil is Used in Refineries to Supply Energy* (OURSETM, cf. Lantz (coord.) et al., 2004) de l'Institut Français du Pétrole (IFP). Le modèle de raffinage de l'IFP est un modèle d'optimisation basé sur la programmation linéaire. Il est modulable et peut être adapté à l'étude réalisée en modifiant la représentativité géographique (nationale, régionale ou mondiale), le niveau de détail (mono ou multi-raffineries), la période étudiée (court, moyen ou long terme), etc. (pour une description exhaustive du modèle voir Saint-Antonin, 1998; Tehrani Nedjad M., 2007).

Dans le cadre de notre travail de thèse, nous limitons le modèle à l'industrie française du raffinage. Une modélisation de type mono-raffinerie, c'est-à-dire qu'une seule raffinerie représente l'ensemble de l'activité de raffinage de la France, est préférée pour des raisons pratiques. En effet, la modélisation par programmation linéaire des 12 raffineries françaises nécessite un grand nombre de données techniques et économiques qui sont généralement confidentielles. La modélisation des 12 raffineries françaises est intéressante pour analyser les interactions entre les raffineries. Or, notre étude a pour objectif d'étudier au niveau national, donc de manière agrégée, la demande de biodiesel comme base gazole. Nous considérerons par conséquent que les capacités des unités de traitement de notre raffinerie "France" sont égales à la somme des capacités des unités des 12 raffineries françaises. En procédant de la sorte, nous faisons également l'hypothèse forte que les coûts opératoires et d'investissement des unités des 12 raffineries françaises sont identiques. Ce choix de modélisation présente des conséquences importantes sur les résultats obtenus, sur lesquelles nous reviendrons ultérieurement.

Le modèle mis en œuvre nous permet d'établir le plan de production de la raffinerie par minimisation des coûts annuels de raffinage sous un ensemble de contraintes de marché, environnementales et techniques. Les variables physiques (primales) et économiques (duales) ainsi que les paramètres du modèle sont présentés dans le tableau 6.3.

Un grand nombre de contraintes regroupe les variables et paramètres dans l'expression du problème primal. La plupart de ces contraintes (environ 1000) expriment des bilans matières de produits intermédiaires, de polluants, d'utilités et de produits

Variables (nombre=7282)	Paramètres (nombre=1969)
<i>Primitives</i>	
Quantité d'intrants (bruts et autres) et de consommations intermédiaires (charges des unités)	Prix des intrants Coeff. techniques (rdt. et conso. unités)
Composition des produits pétroliers (Quantité de base)	Prix d'import et d'export des produits finis
Consommation d'utilités (électricité, gaz naturel, etc.)	Coûts opératoires
Taille des unités résultant d'investissement	Coût des investissements
Émissions de polluants (CO ₂)	Coefficients d'émission de polluants
<i>Duales</i>	
Coûts marginaux des produits finis associés aux contraintes de demande	Quantités de produits finis demandées
Coûts associés aux contraintes de qualité	Spécifications des produits pétroliers
Coûts associés aux contraintes de disponibilité des intrants	Limite de disponibilité des intrants

Tableau 6.3 – Paramètres, variables primales et duales du modèle utilisé

finis. Les contraintes de bilan matière sont considérées comme “muettes” car elles mettent en jeu des produits intermédiaires. Les autres contraintes mises en œuvre retracent la production de 10 produits pétroliers à partir de 4 pétroles bruts aux qualités différentes et de ressources limitées (2) qui seront convertis et traités dans 24 unités de raffinage afin de respecter au global 35 contraintes de qualité (tableau 6.4).

Contraintes du modèle	nombre
Équations de demande	10
Approvisionnement en pétrole brut	4
Disponibilité des ressources	2
Contraintes de capacité et d'investissement	24
Contraintes de qualité	35
TOTAL	75

Tableau 6.4 – Détail des contraintes du modèle de l'industrie française de raffinage

Ce chapitre montre l'intérêt de la programmation linéaire pour la modélisation technico-économique du processus de production des raffineurs. Il détaille la composition classique des modèles de minimisation des coûts du raffinage sous contraintes et les caractéristiques du modèle mis en œuvre. Il montre enfin comment l'écriture du problème dual et les solutions optimum nous seront utiles pour construire la courbe de demande des raffineurs et en faire l'étude. Le prochain chapitre détaille comment le modèle a été calibré afin de représenter au mieux le contexte de l'industrie française de raffinage à l'année 2005.

Chapitre 7

Calibrage du modèle : l'industrie pétrolière française en 2005

La réalisation d'un modèle n'a pas pour objectif de représenter la réalité dans toute sa complexité, mais d'en caractériser le fonctionnement. La construction d'un modèle quel qu'il soit, entraîne par conséquent une perte inévitable d'information et donc de réalisme du modèle. Le choix de l'information pertinente à privilégier dans la modélisation doit par conséquent se faire en fonction des objectifs que l'on souhaite atteindre. C'est l'objet de la phase de calibrage.

B. McCarl et Aplant (1986) distinguent deux utilisations possibles d'un modèle, requérant deux processus de calibrage distincts. Le modèle prédictif se doit de représenter au mieux une situation réelle connue, alors qu'un modèle prescriptif doit représenter au mieux les décisions économiques de l'agent considéré. Dans le cadre de ce travail de thèse nous développons une analyse prescriptive puisque nous cherchons à identifier les conditions qui vont amener les raffineurs français à incorporer du biodiesel dans leur pool gazole. Il nous faut donc représenter au mieux les choix des raffineurs français lors de l'étape de mélange des bases gazole. Ce choix se fait en fonction du nombre de bases pouvant contribuer à la production du gazole, de leurs qualités ainsi que de leur coût de production ou prix d'achat. Nous axerons plus particulièrement notre calibrage sur le respect des conditions de production du gazole (coût, composition, qualité contraignante) qui sera primordial pour déterminer les prix auxquels les raffineurs français sont disposés à acheter une quantité donnée de biodiesel. Après avoir présenté comment a été effectué le choix de certains

paramètres du modèle, nous réalisons un certain nombre de tests proposés par B. McCarl et Aplan (1986) sur les variables primales, duales et la fonction objectif. Ces tests nous permettront d'effectuer et de valider le calibrage de notre modèle de raffinage français dans le contexte de l'année 2005.

7.1 Contribution à la modélisation de la constitution du pool diesel

Les flux et bases gazole initiaux

Le pool gazole de la raffinerie nationale modélisée peut être composé d'un grand nombre de bases gazole qui peuvent être regroupées en 3 grandes catégories (figure 7.1¹).

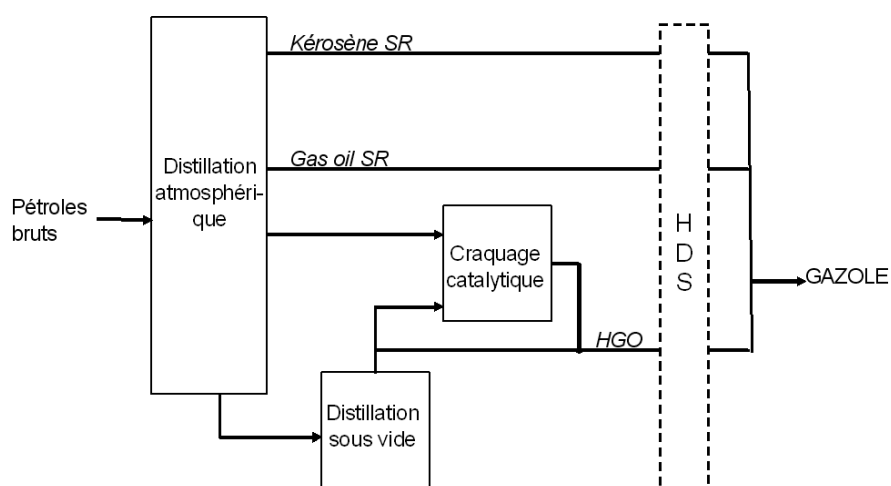


Figure 7.1 – Schéma du raffinage initial concernant le pool gazole

Les coupes gazole peuvent provenir directement de l'unité de distillation atmosphérique (dites straight-run (SR)) et être, ou non, traitées par désulfuration. Les coupes les plus légères sont appelées coupes kérosène SR et sont destinées à composer les pools du carburant jet fuel, du gazole ou du fioul domestique. Le gas-oil SR est destiné à composer les pools gazole et fioul domestique uniquement. Des bases gazole plus lourdes peuvent également composer le pool gazole. Il s'agit de bases gazoles

¹HDS est l'abréviation pour l'unité d'hydrodésulfuration.

plus lourdes ou HGO (pour Heavy Gas Oil) qui proviennent de l'unité de craquage catalytique ou de l'unité de distillation sous vide. Pour les besoins de l'analyse, nous avons complété la composition du pool gazole en introduisant quatre nouvelles bases gazoles : les bases gazole ayant pour origine le gas-oil Russe, elles sont au nombre de trois, et le biodiesel.

Les importations de gas-oil Russe

La France est déficitaire en gazole, de nombreux rapports considèrent que le biodiesel se substitue directement à du gazole importé. Le gazole importé se décline sous deux formes. Une partie de gazole qui est importé d'Union Européenne respecte les spécifications européennes. Une autre partie, qui n'est pas à proprement parlé du gazole mais une base gas-oil ne respecte pas les spécifications européennes et nécessite d'être traitée en raffinerie pour rejoindre le pool gazole ou le pool fioul domestique qui présentent des qualités très proches. Ces bases gas-oil sont généralement importées des pays de l'Oural, principalement de Russie. Près d'un tiers du volume de bases gas-oil consommées en France est assuré par les importations de gas-oil provenant de Russie, soit environ 10 à 15 millions de tonnes².

Le gas-oil Russe se vend moins cher que le gazole provenant des pays d'Union Européenne car son utilisation nécessite une étape de désulfuration supplémentaire. Il intéresse donc les raffineurs français qui sont en mesure d'acheter et de désulfurer le gas-oil Russe à un coût moins élevé que l'achat de gazole respectant les spécifications européennes et provenant des autres pays européens. Les gazoles provenant de pays européens sont généralement importés par les distributeurs non affiliés aux raffineries implantées en France car ceux-ci ne sont pas en mesure de traiter le gas-oil Russe. Les gazoles importés respectant les spécifications européennes sont directement vendus. Leur utilisation ne modifie donc en rien le processus de raffinage à l'exception du fait qui soulage l'industrie française du raffinage pour sa production de gazole. Du fait que l'importation de gas-oil Russe implique des traitements spécifiques effectués par les raffineurs, nous avons enrichi le modèle de raffinage des équations rendant l'importation de gas-oil Russe possible aux raffineurs français. La demande de gazole

²La production excédentaire russe de gas-oil est estimée à 32 millions de tonnes. Ce surplus de production permettrait de combler le déficit de production de gazole des pays de l'Union Européenne (Commission des affaires économiques, 2005)

adressée aux raffineurs est par conséquent égale à la demande nationale de gazole de 2005 (31,05 Mt) réduite des importations de gazole Européen (5 Mt), soit 26,05 Mt (CPDP, 2005). Nous avons choisi dans ce travail de thèse de se concentrer sur le pool gazole. Nous avons donc uniquement laissé possible l'incorporation de gas-oil Russe dans le pool gazole bien qu'il peut également être incorporé au pool du fioul domestique. Le gas-oil Russe peut intégrer le pool gazole de trois façons différentes à l'instar du gas-oil SR provenant du pétrole brut Arabian Light qui présente des caractéristiques similaires (figure 7.2) :

- directement sans modification (GR en direct),
- après une étape de désulfuration à 30 bars dans une unité d'hydrodésulfuration classique (GR HDS),
- ou après une étape de désulfuration à 50 bars dans une unité d'HDS modernisée aussi qualifiée de revampée (GR HDSr)³.

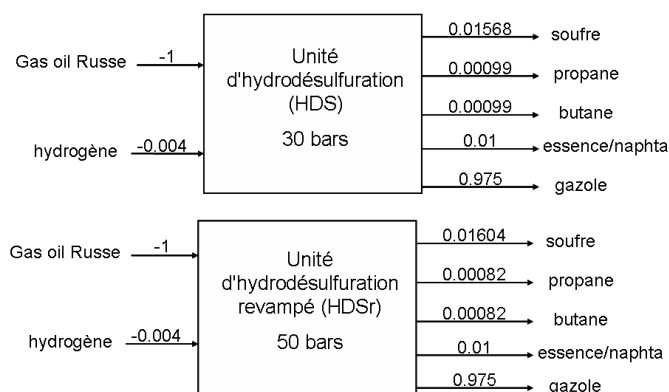


Figure 7.2 – Les procédés de traitement du gas-oil d'origine Russe

Les rendements en produits finis de ces deux procédés sont très proches, toutefois le coût de traitement et la qualité des produits finis sont différents. Les qualités des effluents de ces unités provenant du gas-oil Russe ont été calculées sur la base des évolutions⁴ de qualités du gas-oil SR d'Arabian Light très proche en termes de qualité (tableau 7.1).

³Ensemble d'interventions sur une installation existante en vue de modifier et/ou accroître sa production.

⁴Les évolutions de qualité ont été reportées en % de réduction pour la densité et le soufre du gas-oil Russe traité par HDS (GR HDS) et d'augmentation pour le cétane. Pour le gas-oil Russe traité par HDSr (GR HDSr), la valeur cible du soufre est 5ppm

	unité	GR en direct	GR HDS	GR HDSr
Coût de transformation	\$/t _{GR}	0	0,1	0,2
Densité (à 15 Deg C)	kg/m ³	0,845*	0.828	0.828
Cétane	indice	48,5*,*	49,5	49,5
Point de trouble	Deg C	-7*	-7	-7
Viscosité (à 40 Deg C)	mm ²	4,5*	4,5	4,5
Teneur en soufre	ppm	2000*	350	5

Source : *Platts, 2005,* IFP

Tableau 7.1 – Qualités du gas-oil Russe en fonction des traitements suivis

La prise en compte de cette possibilité d'importation de gazole Russe par les raffineurs français nous permettra d'analyser dans quelle mesure le biodiesel se substitue au gas-oil d'origine Russe.

L'incorporation de biodiesel

La modélisation de l'utilisation du biodiesel dans le pool gazole nécessite de prendre en compte les caractéristiques physico-chimiques pertinentes du biodiesel au regard des qualités requises pour constituer un carburant pour moteur Diesel conforme aux spécifications de qualités imposées au gazole. La prochaine section a pour objet de les définir.

7.2 Prise en compte des caractéristiques du biodiesel

Les caractéristiques physico-chimiques du gazole, bien que normalisées⁵, dépendent fortement du type de bruts traités par la raffinerie et de sa configuration (CONCAWE, 1996). Chaque raffinerie présente donc ses propres coûts de production du gazole. Afin d'apprécier la valeur économique du biodiesel, un raffineur va identifier les caractéristiques physico-chimiques du biodiesel pouvant être favorables ou défavorables à l'utilisation de biodiesel comme base gazole.

Pour ce faire, il évalue :

- le coût qu'entraîne le respect des spécifications gazole les plus contraignantes pour les raffineurs,

⁵La norme gazole, qui impose des intervalles de qualités, laisse une marge de manoeuvre aux raffineurs pour la production de leur gazole.

- la réduction des coûts que l'utilisation du biodiesel peut entraîner, notamment par le relâchement des contraintes de qualité saturées,
- l'augmentation des coûts qu'entraîne l'utilisation du biodiesel, en termes d'accroissement ou d'apparition de contraintes saturées.

La détermination de ces coûts ne nécessite pas de prendre en compte l'ensemble des caractéristiques physico-chimiques du gazole et du biodiesel. Seules les caractéristiques les plus contraignantes pour la production d'un gazole aux normes sont à considérer. Les autres caractéristiques ayant très peu d'effet sur les choix économiques des raffineurs, leur prise en compte compliquerait inutilement l'analyse. Afin d'identifier leur pertinence, nous allons détailler l'ensemble des spécifications et des caractéristiques physico-chimiques du gazole et du biodiesel.

Revue des caractéristiques physico-chimiques du biodiesel et du gazole

En termes de composition chimique, le gazole et le biodiesel sont assez proches. Le biodiesel est néanmoins plus réactif que le gazole du fait de la présence d'oxygène⁶ et de doubles liaisons sur les chaînes hydrocarbonées composant le biodiesel. La présence d'oxygène, atome à l'encombrement spatial et à la masse plus élevés que les atomes de carbone et d'hydrogène, se traduit par une densité plus élevée que le gazole d'origine pétrolière. De ce fait, le biodiesel présente également un moindre pouvoir calorifique volumique et massique. Toutefois, la présence d'oxygène améliore la combustion des moteurs Diesel ce qui réduit les émissions de polluants.

Malgré ces différences, le biodiesel, tout comme le gazole, a vocation à être utilisé dans des moteurs thermiques à allumage par compression. A ce titre, un carburant pour moteur Diesel se doit de respecter un certain nombre de spécifications réglementaires fixant des normes de qualité permettant d'assurer une bonne adéquation carburant/moteur, de limiter les émissions polluantes, de garantir la sécurité lors du transport et de l'utilisation du carburant ainsi que d'assurer la stabilité du carburant au cours du stockage. Les carburants font l'objet de trois catégories différentes de spécifications : douanières, administratives et intersyndicales. Les spécifications douanières visent à différencier les produits soumis à des taxes différentes. Les spé-

⁶C :H :O=77.2 :12.0 :10.8 % en masse pour le biodiesel de colza, contre C :H :O=86.6 :13.4 :0 % en masse pour le diesel, (A. Schäfer, 1997)

cifications administratives sont, quant à elles, décidées par les gouvernements et les instances européennes. Elles font foi d'un point de vue légal et permettent de réaliser le meilleur compromis entre les besoins de qualité exigée par l'utilisateur et les possibilités des raffineurs. Enfin, les spécifications intersyndicales permettent de compléter et d'aménager les spécifications officielles (ou administratives) de certains produits pétroliers pour répondre au mieux aux besoins des utilisateurs notamment dans la détermination des périodes saisonnières. Elles sont toujours plus sévères que les spécifications administratives (cf. annexe A).

Le biodiesel est également sujet à une norme de qualité (cf. annexe B) dont l'objet est de permettre la meilleure adéquation possible entre moteurs Diesel et biodiesel. Certaines spécifications concernant la pureté de l'ester méthylique sont propres au biodiesel, d'autres sont communes à celles appliquées au gazole.

Spécifications	Unité	Gazole	biodiesel	Compatibilité
Norme AFNOR		NF EN 590	NF EN 14214	
Teneur en soufre	mg/kg	<50 jusqu'à 2008 <10 après 2009	<10	parfaite parfaite
Indice de cétane mesuré		>51	>51	parfaite
Indice de cétane calculé		>46	(>51)	parfaite
Viscosité à 40 °C	mm ²	2<V<4,5	3,5<V<5,0	compatible
Point éclair	°C	50<PE(<120*)	>120	problématique
Densité à 15° C	kg/m ³	820<M _v < 845	860<M _v < 900	problématique
Teneur en eau	mg/kg	<200	<500	compatible
Teneur en cendres sulfatées	% m/m	Ce<0.01	Ce<0,02	compatible
Contamination totale	mg/kg	<24	<24	parfaite
Corrosion à la lame de cuivre	indice	classe 1	classe 1	parfaite
Teneur en résidu de carbone	%(m/m)	<0.3	<0.3	parfaite

* : Spécification douanière

Tableau 7.2 – Spécifications croisées du gazole et des biodiesels

Le tableau 7.2 présente les spécifications appliquées aussi bien au biodiesel qu'au gazole dont nous allons discuter la compatibilité.

Teneur en soufre La teneur en soufre est une spécification environnementale. Le soufre est une impureté contenue dans un produit pétrolier qui est à l'origine du SO₂ et SO₃ émis lors de sa combustion. Après avoir été dénoncé comme responsable des pluies acides, des réductions drastiques des teneurs en soufre des produits pétroliers ont été programmées (cf. tableau 7.3).

	1993	2000	2005	2009
Programme	Euro II	Euro III	Euro IV	Euro V
Gazole	2,000	350	50&10*	10
Essence	500	150	50&10*	10

*Introduction des carburants à 10ppm de soufre

Tableau 7.3 – Évolution des spécifications soufre des carburants automobiles (ppm)

La sévèrisation de la teneur en soufre des carburants pétroliers s'est traduite par des investissements majeurs en unités de désulfuration dans les raffineries européennes (CONCAWE, 1999). Le respect de la spécification soufre est coûteuse pour les raffineurs et donc contraignante. Dans ce contexte, le biodiesel, exempt de soufre, présente un intérêt indéniable pour les raffineurs. Il permettrait de réduire la teneur en soufre du carburant gazole de manière proportionnelle à son incorporation dans le gazole⁷. Son incorporation dans de grandes proportions pourrait également avoir un effet sur les besoins d'investissement en unité de désulfuration à moyen et long terme.

Indice de cétane L'indice de cétane est un critère important de qualité pour les carburants des moteurs Diesels. Il mesure leur aptitude à s'auto-enflammer dans la chambre à combustion des moteurs Diesels. La spécification fixant l'indice de cétane mesuré à un minimum de 51 est contraignante pour les raffineurs. Ils produisent généralement un gazole ayant un indice de cétane inférieur de 3 à 5 points à cette spécification comme le traduit la spécification d'indice de cétane calculé. L'indice de cétane calculé correspond à l'indice de cétane du gazole avant l'introduction d'additifs pro-cétanes. Cet indice doit être supérieur à 46.

Le biodiesel normalisé présente un indice de cétane supérieur ou égal à 51. Par conséquent, l'introduction de biodiesel dans le pool gazole devrait permettre de réduire l'utilisation d'additifs pro-cétane.

Viscosité La viscosité est un critère important de qualité pour les carburants des moteurs Diesels. Une viscosité trop élevée a une incidence négative sur la pulvérisation du produit dans la chambre de combustion et sur les propriétés lubrifiantes du carburant dans les injecteurs et la pompe à injection. C'est une spécification géné-

⁷<http://biodiesel.alternatives.ca/pages/potent.html>

ralement contraignante pour les raffineurs qui produisent des gazoles d'une viscosité allant de 4 à 8 mm²/s à 20°C (Source IFP). Or, le biodiesel présente une viscosité légèrement supérieure à la spécification du gazole ce qui est susceptible de limiter l'incorporation de biodiesel dans le gazole.

Point éclair Le point éclair mesure la volatilité d'un gazole pour répondre à des mesures de sécurité. Un carburant volatil émet des vapeurs inflammables par vaporisation. Le point éclair correspond à la température minimale à laquelle il faut porter le gazole pour que les vapeurs émises brûlent spontanément en présence d'une flamme. Cette spécification est notamment importante au cours des étapes de transfert et de stockage, par exemple au moment de faire le plein. Les spécifications douanières imposent, quant à elles, un point éclair du gazole inférieur à 120°C. Or, le biodiesel normalisé présente un point éclair supérieur à 120°C. Cette spécification ne semble néanmoins pas poser de problème étant donné que les raffineurs ont davantage de difficulté à respecter la contrainte basse de cette spécification. Le biodiesel, étant pratiquement ininflammable comme le montre son haut point éclair supérieur, peut présenter un intérêt pour rehausser la valeur de point d'éclair du gazole.

Densité La spécification de densité (ou de masse volumique) répond, entre autres, à des préoccupations environnementales. En effet, la densité a une influence sur les émissions d'imbrûlés et de particules à l'échappement. C'est pourquoi, en 2000, la contrainte de densité est passée de 860 kg/m³ à 845 kg/m³. De plus, la densité est une spécification à mettre en relation avec le pouvoir calorifique du carburant (cf. paragraphe contenu énergétique). La densité du biodiesel est plus élevée que la densité maximum du gazole qui a déjà fait l'objet de la part des raffineurs d'un effort de réduction. La densité du biodiesel est, de ce fait, le facteur le plus limitant à son incorporation dans le Diesel.

Teneur en eau La teneur en eau est une contrainte liée à la stabilité du carburant pendant la phase de stockage. La teneur en eau du gazole est généralement proche de 50 ppm (Source IFP). Ce critère de qualité n'est donc pas contraignant pour les raffineurs qui doivent respecter une spécification maximale de 200 ppm. La teneur en eau du biodiesel est légèrement plus élevée que la spécification maximale du gazole. Ce critère ne limite pas l'incorporation de biodiesel dans le gazole excepté

pour des mélanges de grande ampleur (>85% en masse). Dans ce cas, les molécules d'eau pourraient réagir avec des esters et créer des acides gras libres, ce qui pourrait entraîner le développement microbien dans les bacs de stockage (Van Gerpen et al., 2004).

Cendres sulfatées Cette spécification relève d'une préoccupation environnementale. La quantité de cendres sulfatées contenue dans le biodiesel dépend du catalyseur utilisé pour la réaction de transestérification. Si les catalyseurs acides permettent de respecter la spécification sur le biodiesel, les catalyseurs à base de calcium, magnésium, sodium et potassium sont à éviter (Van Gerpen et al., 2004).

Teneur en HAP La teneur en aromatique des gazoles doit être inférieure à 11% en masse. Une trop forte teneur en HAP du gazole provoque l'émission d'imbrûlés et de particules à l'échappement. Le biodiesel, exempt de HAP, contribue à la réduction des émissions de polyaromatiques dans le gazole qui ont fait l'objet d'une spécification en 2000.

Les autres spécifications communes entre gazole et biodiesel (contamination totale, corrosion à la lame de cuivre et teneur en résidu de carbone) sont entièrement compatibles. Toutefois, d'autres caractéristiques physico-chimiques du biodiesel n'apparaissent pas dans la norme du biodiesel alors qu'elles sont primordiales pour leur utilisation dans les moteurs Diesels. Ceci s'explique par une incompatibilité des tests de qualité élaborés pour les carburants fossiles à appliquer au biodiesel. Il nous faut toutefois étudier les propriétés de contenu énergétique, de tenue à froid du biodiesel (point de trouble et température limite de filtrabilité), de pouvoir lubrifiant, de distillation et de stabilité.

Afin de les comparer, il nous faut choisir un biodiesel en particulier puisqu'il n'existe pas de référence normative permettant de les comparer. **Nous avons choisi d'étudier dans ce travail de thèse le biodiesel de colza car c'est, en France et en Europe, le biodiesel de loin le plus utilisé du fait que c'est l'un des seuls esters méthyliques répondant aux contraintes de qualités de la norme "biodiesel".**

Contenu énergétique Bien que le contenu énergétique ne soit soumis à aucune spécification, c'est l'un des premiers critères de qualité des carburants. Sa valeur est toutefois indirectement encadrée par d'autres spécifications. Le contenu énergétique d'un hydrocarbure est notamment inversement corrélé à sa densité. Ainsi, une essence présente un contenu énergétique supérieur au gazole et bien supérieur au bitume. Le contenu énergétique est généralement mesuré par le pouvoir calorifique inférieur (PCI) qui correspond à la chaleur produite par combustion sans tenir compte de l'énergie libérée par la condensation de l'eau. Le PCI massique du gazole est de 42,6 MJ/kg alors que celui du biodiesel de colza est de 37,3 MJ/kg. Le PCI volumique du biodiesel est également plus faible de 7% à celui du gazole ce qui entraîne une augmentation en même proportion de la consommation (en litre/100 km) (Ballerini, 2006).

Les caractéristiques à froid Une qualité importante des carburants gazole est leur résistance au froid. Elle est définie par trois températures. Le point de trouble, température à laquelle apparaissent les premiers cristaux de paraffine. La température limite de filtrabilité (TLF), température à laquelle la taille des cristaux ne permet plus aux carburants de traverser les filtres du circuit d'alimentation, et la température d'écoulement à laquelle le carburant se fige. Le point de trouble et la TLF sont réglementés alors que la température d'écoulement ne l'est pas (cf. tableau 7.4).

Spécifications	Unité	Gazole NF EN 590	biodiesel de colza	Compatibilité
Point de trouble	°C	en hiver : <-5 en été : <+5	-3 à 1	problématique parfaite
TLF	°C	en hiver : <-15 en été : <0	-19 à -8	compatible parfaite

Tableau 7.4 – Spécifications du gazole et qualités de tenue à froid du biodiesel de colza (EMC)

Notons qu'aucune spécification de tenue à froid n'est appliquée au biodiesel alors que le gazole est contraint par des spécifications de point de trouble et de température limite de filtrabilité difficiles à respecter. Au regard du point de trouble et de la TLF, les caractéristiques de tenue à froid du biodiesel sont problématiques, du moins en

hiver (du 1^{er} octobre au 31 mars selon les spécifications intersyndicales).

Pouvoir lubrifiant Le pouvoir lubrifiant est une caractéristique proche de la viscosité. Le respect de la spécification du gazole en termes de pouvoir lubrifiant permet de prévenir des risques de grippage des dispositifs d'injection. Cette spécification a été introduite récemment, en juillet 1999, suite à la sévèrisation des spécifications soufre. En effet, le pouvoir lubrifiant du gazole diminue de manière notable quand la teneur en soufre du gazole diminue. Il a été jusqu'ici compensé par des additifs de lubrification.

Le biodiesel présente des caractéristiques lubrifiantes intéressantes. Hillion et al. (1999) ont réalisé une série de tests d'usure (tests HFRR,). Ce test consiste à mesurer le diamètre d'usure (en μm) d'une bille immergée dans du gazole et soumise à des frottements. Le test HFRR a été appliqué à différents mélanges de gazole à 10 ppm de soufre avec du biodiesel de colza afin d'évaluer l'impact sur la viscosité de ces mélanges (cf. tableau 7.5).

Composition du carburant	Diamètre de la calotte usée (μm)
Gazole S=10ppm pur	580
Gazole + 0,5% de biodiesel	550
Gazole + 0,8% de biodiesel	500
Gazole + 1% de biodiesel	300
Gazole + 2% de biodiesel	180
Gazole + 5% de biodiesel	180

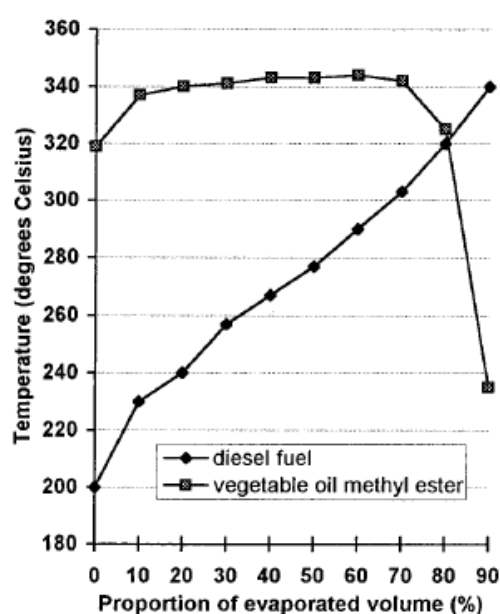
Source : Hillion et al., 1999

Tableau 7.5 – Pouvoir lubrifiant de l'ester de colza en mélange au gazole à 10 ppm de soufre

La spécification en vigueur sur le pouvoir lubrifiant du gazole est de $460\mu\text{m}$ d'usure maximum. Il apparaît donc qu'une faible quantité de biodiesel améliore considérablement le pouvoir lubrifiant du gazole à 10 ppm de soufre. Le biodiesel agit comme un additif de lubrification.

Distillation Les mesures de distillation permettent de caractériser les teneurs en constituants légers qui ont un effet négatif sur le point éclair et en fractions lourdes dont la présence est associée à la formation de dépôts dans le moteur. Le biodiesel

de colza respecte les spécifications de distillation de la norme EN590. Toutefois, si ces tests sont des indicateurs importants de la qualité des gazoles, ils ne sont pas très pertinents pour caractériser celle du biodiesel (Mittelbach & Remschmidt, 2004). Le gazole est composé d'un grand nombre de bases qui vont être distillées progressivement permettant ainsi d'obtenir une courbe de distillation caractéristique du gazole. Pour le biodiesel de colza, qui est un composé homogène, la distillation est peu comparable. La courbe de distillation consiste davantage en un point d'ébullition pour le biodiesel. En comparant ces courbes nous concluons que la température élevée



Source : Wenzel & Schulze Lammers, 1997

Figure 7.3 – Comparaison des courbes de distillation du gazole et du biodiesel

d'ébullition du biodiesel pourrait entraîner des problèmes de démarrage à froid occasionnés par une faible volatilité. Néanmoins, afin de comparer les volatilités du gazole et des EMHV, Goodrum (2002) a développé une mesure par thermogravimétrie (TGA). Ces résultats montrent que le gazole et le biodiesel présentent des caractéristiques de volatilité similaires et que, par conséquent, cette caractéristique n'est pas contraignante.

Stabilité du biodiesel La stabilité d'un carburant se caractérise par trois composantes : stabilité à l'oxydation, à la température et au stockage. Seule la stabilité

à l'oxydation fait l'objet d'une spécification sur le gazole. Elle caractérise la stabilité d'un carburant en présence d'oxygène et de l'air ambiant. Le test appliqué au gazole n'est toutefois pas adapté au biodiesel pur ou en mélange. Le biodiesel est, de par sa composition, susceptible de s'oxyder plus rapidement que le gazole en présence d'air, ce qui constitue le problème technique majeur à l'utilisation du biodiesel (Knothe, 2007). C'est pourquoi le Comité européen de normalisation (CEN) a élaboré le test Rancimat⁸ de stabilité thermique et à l'oxydation dédié aux biodiesels. La norme impose une stabilité à l'oxydation d'au moins 6 heures au contact permanent à de l'air à 110°C. Le biodiesel de colza présente des tenues à l'oxydation de 3,4 heures quand il a fait l'objet d'une distillation et de 9,1 heures sans étape de distillation (Mittelbach & Schober, 2003). Cette étape est pourtant généralement utilisée pour purifier l'ester de la présence d'eau et de méthanol bien qu'elle ait également pour conséquence d'extraire les antioxydants naturels du biodiesel de colza. Antioxydants qui assurent, dans des conditions de stockage classique, une stabilité d'environ 18 mois (Ballerini, 2006; Fröhlich, 1999). La spécification d'oxydation est par conséquent difficile à respecter pour les producteurs de biodiesel. Néanmoins, il existe des additifs antioxydants permettant de conserver le biodiesel de colza dans de bonnes conditions pendant un an (Knothe, 2007). Ces contraintes techniques peuvent être résolues en amont par les producteurs de biodiesel en évitant l'étape de distillation, ou encore en aval du raffinage en utilisant des additifs antioxydants ou des méthodes de stockage adaptées qui impliquent un surcoût.

Le tableau 7.6 récapitule les caractéristiques physico-chimiques normalisées et non normalisées qui sont généralement importantes pour la production du gazole et l'utilisation du biodiesel dans le gazole. Il récapitule également si l'incorporation de biodiesel a un intérêt positif ou négatif sur le respect des caractéristiques physico-chimiques du gazole. Il donne les phases au niveau desquelles il est possible d'agir sur ses caractéristiques ainsi que les motivations des caractéristiques physico-chimiques considérées.

⁸Ce test a été élaboré dans le cadre du projet "Stability of biodiesel", BIOSTAB initié par la Commission Européenne entre 2001 et 2003

Caractéristiques	Intérêt du biodiesel	Phase concernée	Motivation des spécifications
Normalisées			
Teneur en soufre	+	Raffinage	Environnementale
Indice de cétane	+	Raffinage/Mélange	Qualité du carburant
Viscosité	–	Raffinage	Qualité du carburant
Point éclair	+	Transfert/Stockage	Sécurité
Densité	–	Raffinage	Environnementale/Qualité
Teneur en eau	0 à –	Stockage	Qualité du carburant
Cendres sulfatées	0 à –	Production ester	Environnementale
Teneur en HAP	+	Mélange/Stockage	Environnementale
Non normalisées			
Contenu énergétique	–	Raffinage	Qualité du carburant
Tenue à froid	0 à –	Raffinage	Qualité du carburant
Pouvoir lubrifiant	+	Mélange	Qualité du carburant
Distillation	0	Raffinage	Qualité du carburant
Stabilité	–	Production ester/Mélange	Qualité du carburant

Tableau 7.6 – Tableau récapitulatif des caractéristiques du biodiesel et du gazole

Choix des caractéristiques pertinentes du biodiesel pour la formulation du gazole

Ce travail de thèse se focalisant sur le processus de raffinage, seules les caractéristiques du biodiesel susceptibles d'influencer la phase de raffinage sont prises en compte.

Les caractéristiques les plus contraignantes pour la production de gazole fossile sont bien connues des raffineurs. Ce sont le contenu énergétique, le comportement à froid, la viscosité, la densité, l'indice de cétane, la teneur en soufre et la teneur en HAP qui conditionnent la composition du pool gazole. D'autres spécifications sont généralement difficiles à atteindre en sortie de raffinerie. Toutefois, l'utilisation de nombreux additifs gazole⁹ permet aux raffineurs d'atteindre les spécifications.

Les effets de l'introduction de biodiesel dans le pool gazole sont, par contre, moins connus. Au regard des caractéristiques communes du biodiesel et du gazole, il apparaissait que la viscosité, la densité et le comportement à froid sont susceptibles de limiter l'incorporation de biodiesel au moment de l'étape de raffinage. La saturation des contraintes de qualité précédentes sont donc susceptibles d'entraîner un surcoût

⁹Des additifs détergents, anti-oxydants, anti-corrosion, modificateurs de friction, ré-odorants, anti-mousse, tenue à froid et pro-cétane sont utilisés dans les carburants gazole

pour les raffineurs.

Les caractéristiques du biodiesel présentent aussi des avantages pour les raffineurs. Ainsi, les caractéristiques telles que l'absence de soufre et de HAP, un indice de cétane élevé et de bonnes qualités lubrifiantes du biodiesel qui pourraient réduire les coûts dans la production du gazole. Pour ce qui est des qualités lubrifiantes du biodiesel, nous pouvons considérer que le biodiesel se substitue aux additifs de lubrification (ce qui augmente la valeur du biodiesel pour les raffineurs). Bien que les caractéristiques de lubrification des produits intermédiaires n'aient pas été modélisées, l'intérêt du pouvoir lubrifiant du biodiesel est déterminé à posteriori en fonction du coût des additifs de lubrification nécessaires à la production d'un gazole normalisé.

Enfinement, il apparaît qu'une prise en compte des critères habituellement utilisés (densité, viscosité, comportement à froid¹⁰, pouvoir calorifique inférieur (PCI), l'indice de cétane¹¹, teneur en soufre et HAP pour la formulation du gazole fossile n'est pas restrictive dans le cas de l'introduction de biodiesel dans le pool gazole. Nous nous baserons par conséquent sur ces caractéristiques pour décrire la qualité du gazole produit à bases de coupes pétrolières et de biodiesel. Ces caractéristiques répondent à des lois de mélange différentes, linéaires ou non. La programmation linéaire étant basée sur le principe d'additivité, il est nécessaire de linéariser par l'intermédiaire d'indice de mélange le comportement de certaines caractéristiques en mélange (i.e. point de trouble, cétane et viscosité).

Le tableau 7.7 présente les spécifications du gazole et les qualités du biodiesel retenues pour la modélisation. Les spécifications EN590 du gazole permettent de contraindre la qualité du pool gazole. Les caractéristiques du biodiesel correspondent aux qualités réelles du biodiesel de colza respectant les spécifications de la norme EN14214. A partir des caractéristiques physico-chimiques du biodiesel retenues, nous pouvons écrire les équations concernant la production du pool gazole en fonction de la quantité de biodiesel utilisée :

¹⁰Le point de trouble est généralement choisi pour caractériser le comportement à froid d'un gazole puisqu'il permet d'identifier le début du processus d'altération du carburant au froid.

¹¹La valeur cible de l'indice de cétane pour les raffineurs est de 47. L'utilisation d'additifs leur permettant d'atteindre ensuite 51.

	Unité	Additivité	Gazole	biodiesel
Densité min. 15°C	kg/m ³	linéaire,	820	
Densité max. 15°C	t/m ³	volume	845	884
Viscosité min. 40°C	mm ² /s	indice,	2	
Viscosité max. 40°C	mm ² /s	masse	4.7	4.7
Point de trouble max.	°C	indice, masse	-5	-3*
PCI min.	MJ/kg	linéaire, masse	42.6*	37.23
Cetane calculé min.	indice	indice, volume	47	51
Teneur en soufre max.	%(m/m)	linéaire, masse	0.0050	0

Source : Labeckas & Slavinskas, 2006 et * Guibet (1997) pour le biodiesel, spécifications de la norme EN590 pour le gazole

Tableau 7.7 – Spécifications du gazole et qualités du biodiesel retenues

Demande de gazole	$Q_{diesel} - (1 - \frac{37.23}{42.6}) * Q_{biodiesel} + Imp_{diesel} - Exp_{diesel}$	≥ 26
Production massique de gazole	$Q_{diesel} - Q_{biodiesel} - \sum_j Q_{diesel,j}$	$= 0$
Production volumique de gazole	$V_{diesel} - (1/0.884) * Q_{biodiesel} - \sum_j \frac{1}{Mv_j} Q_{diesel,j}$	$= 0$
Densité min. gazole (15°)	$0.820 * V_{diesel} - Q_{diesel}$	≤ 0
Densité max. gazole (15°)	$0.845 * V_{diesel} - Q_{diesel}$	≥ 0
Viscosité min. gazole (40°)	$-0.11314 * Q_{diesel} + 0.11314 * Q_{biodiesel} + \sum_j v_j Q_{diesel,j}$	≥ 0
Viscosité max.gazole (40°)	$-0.18352 * Q_{diesel} + 0.18352 * Q_{biodiesel} + \sum_j v_j Q_{diesel,j}$	≤ 0
Indice de cétane du gazole	$-0.47 * V_{diesel} + (0.51/0.884) * Q_{biodiesel} + \sum_j \frac{c_j}{Mv_j} Q_{diesel,j}$	≥ 0
Point de trouble du gazole	$-0.318 * Q_{diesel} + 0.34 * Q_{biodiesel} + \sum_j c_{o_j} Q_{diesel,j}$	≤ 0
Teneur en soufre du diesel	$-0.005 * Q_{diesel} + \sum_j s_j Q_{diesel,j}$	≤ 0

Avec : Q_{diesel} : quantité de gazole en masse,
 Imp_{diesel} : import de gazole en masse,
 Exp_{diesel} : export de gazole en masse,
 $Q_{biodiesel}$: quantité de biodiesel en masse,
 V_{diesel} : volume de gazole,
 $Q_{diesel,j}$: quantité en masse de la base j composant le pool gazole,
 Mv_j : masse volumique de la base j , t/m^3 ,
 v_j : indice de viscosité de la base j ,
 c_j : indice de cétane de la base j ,
 c_{o_j} : indice de point trouble de la base j ,
 s_j : contenu en soufre de la base j ,

L'introduction du biodiesel et du gas-oil Russe désulfuré ou non comme base gazole nous permet d'améliorer le réalisme du modèle de raffinage pour ce qui est de la représentativité de l'étape de "blending" du gazole. Finalement, nous pouvons regrouper en 5 catégories les bases qui peuvent composer le gazole (figure 7.4).

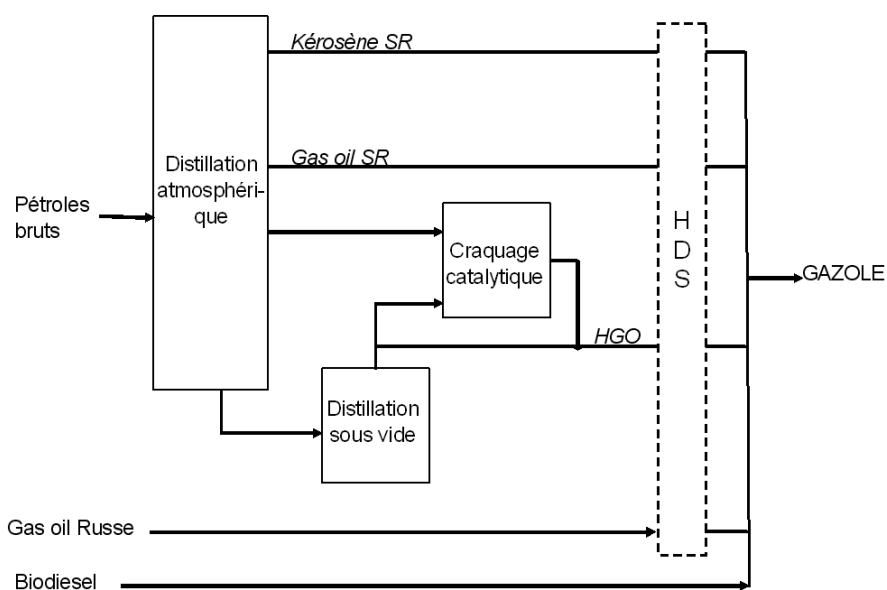


Figure 7.4 – Schéma du raffinage concernant le pool gazole

7.3 Le choix des paramètres du modèle

Afin de représenter au mieux les décisions des raffineurs français liées au pool gazole nous tâchons de représenter au mieux un contexte réel qui a conditionné les choix des raffineurs. L'année 2005 correspond à la situation de référence choisie pour effectuer le calibrage du modèle utilisé. Les principales composantes extérieures des choix des raffineurs sont la structure d'approvisionnement en pétrole brut, la technologie des raffineries françaises, les prix des facteurs de production, ainsi que des spécifications des produits pétroliers. Une étude préliminaire de ces composantes prépondérantes dans le choix des options de raffinage des raffineurs est nécessaire afin de définir les paramètres du modèle de raffinage utilisé.

Structure d'approvisionnement en pétrole brut de la France

Les pétroles bruts représentatifs du modèle de raffinage La France est fortement dépendante des ressources pétrolières étrangères. Elle importait 84,2 Mt de pétrole brut en 2005 sur les 85,3 Mt de pétrole brut traités en France. Les raffineries françaises traitent parfois sur une année plus de 200 pétroles bruts de provenances et de qualités différentes (cf. tableau 7.8).

Si chaque pétrole brut possède ses propres caractéristiques physico-chimiques, il

	Importations 2005	
	Mt tonnes	%
Moyen Orient	22,4	26,6
Arabie Saoudite	10,3	12,3
Afrique du Nord	10,2	12,1
Afrique (autre)	8,9	10,6
CEI	19,5	23,2
Mer du Nord	22,2	26,3
Autres	1,1	1,3
TOTAL	84,2	100

Source : DGEMP-DIREM (2005)

Tableau 7.8 – Provenances des pétroles bruts importés par la France

est néanmoins possible d'établir un certain nombre de classes de pétroles bruts en fonction de leurs qualités. L'approvisionnement réduit ou agrégé obtenu par la mise en place de ces classes de bruts représentatifs de l'ensemble de l'approvisionnement français, est nécessaire afin d'alléger la programmation du modèle de raffinage et par conséquent, les temps de calculs (Khébrî, 1993; Saint-Antonin, 1998). Lors de l'élaboration du modèle de raffinage, des pétroles bruts ont été retenus comme étant les plus représentatifs de l'approvisionnement global français en termes de qualités moyennes, de rendements en produits de distillation et de qualités des produits de la distillation atmosphérique. Le choix des bruts considérés comme représentatifs repose sur le travail de Khébrî (1993) qui avait rapproché trois critères : la densité, le teneur en soufre et l'origine géographique. Il a réduit l'approvisionnement français en pétrole brut à trois types de pétroles bruts représentatifs : le Brent (léger et peu soufré), l'Arabe léger (moyennement lourd et soufré) et l'Arabe lourd (lourd et soufré). Par la suite, le modèle de raffinage a été enrichi d'un nouveau type de pétrole brut : le Forcados. Dans le modèle de raffinage 4 types de bruts caractérisés par leur densité et leur contenu en soufre sont représentés (voir tableau 7.9).

Appellation	Code	Densité (°API)	Contenu en Soufre (%S)
Brent	11	37	0.32
Arabian Léger	22	33	1.86
Arabian Lourd	33	27	2.69
Forcados	44	30	0.18

Tableau 7.9 – Caractéristiques des pétroles bruts représentatifs du modèle de raffinage

La qualité des pétroles bruts aura une influence importante sur le rendement en produits purs¹² et intermédiaires¹³ en sortie de l'unité de distillation atmosphérique ainsi que sur la teneur en soufre de ces produits.

Nous allons déterminer la structure d'approvisionnement en rapprochant de nouveau les origines géographiques des pays producteurs exportateurs de pétroles bruts vers la France et la qualité des pétroles bruts que produisent ces mêmes pays.

Structure d'approvisionnement retenue Le rapport "World Oil and Gas Review 2005" de ENI SpA & Corporate Strategies (2005) propose une classification, selon 10 qualités, des pétroles bruts produits par chaque pays producteur (cf. tableau 7.10). On distingue généralement la qualité des bruts selon deux critères : leur densité et leur teneur en soufre. Un brut peut être peu soufré (Sweet), moyennement soufré (Medium Sour) ou fortement soufré (Sour) mais également dense (Heavy), moyennement dense (Medium) ou léger (Light). Enfin, des pétroles bruts (ou condensats) très légers sont distingués sous le nom d'Ultra Light.

En recoupant la structure française d'importations des pétroles bruts et les qualités des pétroles bruts produits par chaque pays exportant vers la France, nous pouvons faire correspondre les qualités des pétroles bruts avec les appellations des pétroles bruts représentatifs (cf. tableau 7.11).

Le rapprochement des classifications nous permet de déterminer les proportions de pétrole brut traitées par appellation dans les raffineries françaises. Faute de données, nous supposons que la structure de production des pétroles bruts d'un pays en termes de qualité est représentative de la structure de ses exportations vers la France.

Nous proposons par conséquent de retenir, dans le cadre de ce travail de thèse, les proportions d'approvisionnement des raffineries françaises en pétrole brut reportées dans le tableau 7.12.

La technologie de raffinage retenue

L'industrie française métropolitaine du raffinage est composée de 12 raffineries appartenant à des compagnies pétrolières différentes et situées dans des zones géogra-

¹²Produits purs : éthane, propane, butane

¹³Produits intermédiaires : essence légère de distillation atmosphérique, gazoles de distillation (ou SR), résidus atmosphériques, naphta lourd, coupe kérosène

Origine	Qualité des productions nationales
Proche Orient	
Arabie Saoudite	80% du Medium & Sour, à 14% du Light & Sour et 6% du Light & Sweet
Irak	Medium & Sour
Iran	Medium & Sour
Kowet	Medium & Sour
Syrie	73% Light & Medium Sour et 27% Heavy & Sour
Afrique	
Algérie	63% de Light & Sweet et 37% Ultra Light
Libye	96% de Light & Sweet 4% de Medium & Sour
Nigeria	70% Light & Sweet et 30% Medium & Sweet
Congo/Gabon	47% Medium & Sweet, 26% de Light & Sweet et 26,5% Medium & Sour
Ex-URSS	
Kazakstan	90% de Light & Medium Sour, 10% d'Ultra Light
Russie	98,5% de Medium & Sour, 2,5% Light & Sweet
Mer du Nord	
Grande Bretagne	71% de Light & Sweet, 5,6% Heavy & Medium, 12% Medium & Sweet
Norvège	51% de Light & Sweet, 30% de Medium & Sweet, 12% d'Ultra Light et 7% de Heavy & Medium Sour

Source : (ENI SpA & Corporate Strategies, 2005)

Tableau 7.10 – Classement par qualités des pétroles bruts produits selon les pays exportant en France

phiques diverses. Chaque raffinerie présente une configuration propre c'est-à-dire un nombre et des capacités différentes d'unités de traitement. Dans notre modèle mono-raffinerie, nous avons choisi de représenter l'ensemble des raffineries françaises par une raffinerie de type complexe. Elle est composée de toutes les unités de traitement présentes dans les raffineries françaises. La capacité de chaque unité modélisée correspond à la somme des capacités de l'unité considérée des 12 raffineries françaises. Les capacités des unités caractérisant la complexité des raffineries sont publiées (CPDP, 2005; DGEMP-DIREM, 2005) :

- les capacités des unités de **distillation atmosphérique** des raffineries permettent de connaître le volume total de brut qui est traité en une année par l'industrie de raffinage française ;
- les capacités des unités de **craquage catalytique** nous renseignent sur la capacité des raffineries françaises à convertir des charges lourdes sans apport d'hydrogène en des essences à haut indice d'octane ;
- les capacités des unités d'**hydrocraquage** donnent la capacité de l'industrie de raffinage française à convertir de façon profonde les charges lourdes des colonnes de distillation en bases gazoles de très bonne qualité. En 2005, seule la raffinerie française de Lareva (Innovene) était équipée d'une unité d'hydrocraquage d'une

Qualité	Appellation
Ultra Light	Brent
Light & Sweet	Brent
Light & Medium Sour	Brent
Light & Sour	Arabian Light
Medium & Sweet	Forcados
Medium & Medium Sour	Arabian Léger
Medium & Sour	Arabian Léger
Heavy & Sweet	Arabian Lourd
Heavy & Medium Sour	Arabian Lourd
Heavy & Sour	Arabian Lourd

Tableau 7.11 – Table de correspondance entre qualité et appellation

	Quantité de pétrole brut (10 ³ tonnes)	Part dans l'approvisionnement français (%)
Brent	40066	46.1
Arabian Léger	28345	32.6
Arabian Lourd	11757	13.5
Forcados	6724	7.78
TOTAL	86892	100.00

Tableau 7.12 – Structure de l'approvisionnement français en pétrole brut retenu

capacité de 2 700 tonnes de charge par jour. Cette unité est à l'origine de seulement 2% de la production de gazole française. La production de cette unité étant marginale à l'échelle nationale, nous ne la prendrons pas en compte dans le modèle de raffinage mis en œuvre pour plus de clarté ;

- les capacités de **reformage catalytique** permettent d'améliorer l'indice d'octane des essences lourdes, l'**alkylation**, **isomérisation** et **éthérification** (ETBE) sur les capacités de traitement des bases essences ;
- les capacités d'hydrodésulfuration donnent une idée des possibilités de réduction de la teneur en soufre des naphthas (produit pétrolier destiné à la pétrochimie) et gazoles afin de respecter les spécifications carburant (50 ppm en masse maximum depuis janvier 2005) ;
- les capacités des unités de **viscoréduction** donnent la capacité des raffineries à réduire la viscosité des résidus (cf. tableau 7.13).

Cependant, les capacités des autres unités de raffinage décrites par le modèle de raffinage ne sont pas toutes disponibles. Il nous faut déterminer les capacités des unités de traitement qui nous manquent en se basant sur les capacités connues des autres unités et des flux physiques qui lient ces unités. A partir de la capacité de la colonne de distillation atmosphérique et de la structure de l'approvisionnement,

	Capacités fin 2004 (Métropole)	
	Mt/an	% capacité DI
Distillation installée (DI)	97.703	100
Distillation utilisée	86.77	88.81
Craquage catalytique	20.33	20.81
Hydrocraquage	0.95	0.97
Reformage catalytique	12.356	12.65
Désulfuration des gazoles	33.441	34.23
Viscoréduction	9.04	9.25
Alkylation	1.009	1.03
Isomérisation	3.413	3.49
ETBE	0.217	0.22

Source : DGEMP-DIREM (2005); CPDP (2005),

Tableau 7.13 – Capacités affichées des unités françaises de raffinage

un outil (la base “PROUD”) nous permettra de déterminer les flux qui permettent d’obtenir les produits finis en quantités voulues. De cette manière nous obtiendrons les capacités manquantes (cf. tableau 7.14).

Au total, la structure agrégée des raffineries françaises est composée de 22 unités (7.14).

La modélisation de ces unités consiste à décrire leur coût de fonctionnement et d’investissement, les consommations d’utilités et les rendements de production en produits purs et intermédiaires.

Prix des facteurs de production et des déchets

Dans le modèle, un certain nombre de facteurs de production sont achetés par les raffineurs français pour répondre à la demande de produits pétroliers. Ces facteurs sont des pétroles bruts, des intrants de capital (produits déjà transformés) ou des utilités fournissant l’énergie nécessaire au fonctionnement de la raffinerie. Les raffineurs français produisent également des déchets qui sont en fait des produits fatals non valorisables par l’industrie du raffinage et qui seront vendus à d’autres industriels. C’est le cas notamment du soufre liquide. Les prix des facteurs de production et du soufre liquide ont été paramétrés dans le modèle. Les prix retenus sont reportés dans le tableau 7.15. Ils correspondent à la moyenne des prix pour l’année 2005. Nous verrons par la suite que les prix d’imports et d’exports des produits pétroliers ont également été paramétrés.

Unité	Code	Capacité (Mt)
Distillation atmosphérique	DI	97.7
Distillation sous vide	VD	42.0
Reformage catalytique	RF	11.0
Reformage régénératif	RR	1.3
Reformate splitter	DR	4.9
Prétraitement des VGO	PE	6.2
Craquage catalytique 1	FC	5.5
Craquage catalytique 2	CC	14.8
Deisopentaniseur	DP	0.46
Isomérisation en direct	IS	2.8
Isomérisation avec recyclage	IR	0.6
Alkylation HF	AK	1.0
Dimersol	DL	0.26
Unité TAME	TA	0.05
Unité MTBE	BX	0.61
Unité ETBE	EE	0.217
Unité de viscoréduction	VB	12.0
HDS 1	HD	6.42
HDS 2	HX	23.69
HDT de RF & HDS de CK light gasoline	HL	19.9
Reformeur d'hydrogène	PS	0.05
Unité d'hydrogène	HU	0.12

Tableau 7.14 – Unités modélisées dans le modèle de raffinage

Produits pétroliers

Les raffineries françaises produisent une large variété de produits pétroliers aux qualités bien définies. Une raffinerie peut produire une vingtaine de produits pétroliers différents. Notre modèle de raffinage retrace la production des 10 produits pétroliers les plus importants en volume de production : propane, butane, naphta, essence, jet fuel, gazole, fioul domestique, fioul lourd à haute teneur en soufre et à moyenne teneur en soufre et bitume¹⁴. Cette modélisation permet d'assurer une bonne représentation du fonctionnement de la raffinerie modélisée et des interactions entre les productions des différents produits finis tout en limitant la taille du modèle. Les produits pétroliers doivent répondre à des critères de qualités précis définis par des normes. Dans le modèle utilisé, sur les 10 produits finis étudiés, seules les qualités les plus importantes de l'essence (10 qualités retenues), du jet fuel (4), du gazole (8), du fuel domestique (7), des fiouls lourds (4) et du bitume (2) sont modélisées. Il existait trois types de gazoles produits en France en 2005 : du gazole à 50 ppm de

¹⁴La production de lubrifiants par les raffineurs est toutefois importante, elle représentait en 2005 près de 1,9 Mt (DGEMP-DIREM, 2005)

Catégorie	Bien	Prix (\$/t)	Source
Bruts	Brent	400	Platts
	Arabian Light	360	Platts
	Arabian Heavy	326	Platts
	Forcados	399	Platts
Utilités	Gaz naturel	6,3 \$/MBtu	AIE, Platts
	Coke	20	Platts
	Feedstock	300	Platts
	Hydrogène liquide	1 300	CPDP
Intrants	Méthanol	252,5	Platts
	MTBE	717	Platts
Déchets	Soufre liquide	44	Platts

Tableau 7.15 – Prix des intrants et déchets retenus dans le modèle

soufre, à 10 ppm et du gazole grand froid. Afin de simplifier l'étude des substitutions entre gazole et ester, nous avons fait le choix de ne considérer qu'un type de gazole, celui à 50 ppm qui est actuellement prépondérant sur le marché français. A partir du 1^{er} janvier 2005, les raffineurs français se doivent de mettre progressivement sur le marché des carburants, gazole et essence, à 10 ppm de soufre. En 2005, les volumes de carburants à 10ppm resteront toutefois très restreints, c'est pourquoi nous les négligerons. Nous assimilerons par conséquent la totalité de la demande en carburants à des carburants à 50 ppm pour le calibrage de l'année 2005. A partir de 2009, la mise en vente des carburants présentant une teneur en soufre inférieure à 10ppm sera obligatoire. Nous assimilerons donc la totalité de la demande en carburants à des carburants à 10ppm pour l'année 2010. Pour ce qui est du gazole grand froid, sa production reste marginale en France.

Production nette des raffineries

La production des raffineries françaises ne correspond pas exactement à la demande de produits pétroliers français. L'offre de produits pétroliers des raffineries françaises est complétée par des importations de produits pétroliers si la production intérieure est déficitaire par rapport à la demande des consommateurs français et, dans le cas de surproduction des raffineries françaises, les productions de produits pétroliers excédentaires sont exportées (tableau 7.16).

Notre étude se focalise sur la production nette des raffineries françaises, c'est-à-dire la production effectivement réalisée par les raffineries françaises (production brute) moins les autoconsommations et consommations intérieures des raffineries (DGEMP-

Produit pétrolier	Production nette	Demande française	Solde ¹	Destination/Provenance
GPL	2,3	2,7	-0,4	Afrique du Nord, UE
Naphta	5,4 ²	6,05 ¹	-0.65 ³	
Essences	14,5	11	+3,5	UE, USA
Carburéacteur	5,5	6,1	-0,6	Asie
Gazole	21,0	31,0	-10	UE et Russie
FOD	12,9	16,0	-3,1	UE et Russie
Fiouls lourds	10,7	5,8	+4,9	UE (Pays-Bas)
Bitumes	3,6	3,4	+0,2	UE des 15
Total	75,9	82,1	-6,2	

Source : CPDP/DIREM dans DGEMP-DIREM (2006)

¹ : Calcul de l'auteur, solde positif=export, solde négatif=import

² : naphta et bases pétrochimiques, ³ :source (CPDP, 2006)

Tableau 7.16 – Production nette, demande et solde du commerce extérieur de produits pétroliers en France (Mt)

DIREM, 2005).

Des raffineurs rationnels produisent les produits pétroliers à un coût compris entre le prix d'import (Cost Insurance Freight ou CIF) et le prix d'export (Free On Board ou FOB) de ce produit (figure 7.5).

En effet, si le coût marginal de production d'un produit est inférieur au prix FOB, le raffineur a tout intérêt à exporter ce produit qu'il produit à un coût inférieur au prix du marché international. Cependant, si le coût marginal de production d'un produit est supérieur au prix CIF de ce produit, alors le raffineur n'a pas intérêt à le produire mais plutôt à se le procurer sur le marché international. En 2005, les coûts de production (hors taxe) des produits pétroliers produits par les raffineries françaises devraient par conséquent être compris entre les prix d'import et d'export de la zone méditerranéenne (tableau 7.17).

Or, nous avons vu que les raffineries exportent une partie de leur production nette (essences, naphta, fioul lourd et bitume), ce qui signifie que le coût de production de l'industrie française de raffinage doit être inférieur au prix d'export (FOB). De même, pour les autres produits pétroliers (GPL, gazole, FOD) que les raffineries françaises produisent et qui sont complétés par des imports pour répondre à la demande française, nous nous attendons à ce que le coût de production de ces produits pétroliers soit compris entre le prix FOB et le prix CIF. Les raffineries françaises produisent jusqu'à ce que leur coût de production atteigne le prix d'import (CIF). Le respect de ces relations constituera un critère de qualité de notre calibrage.

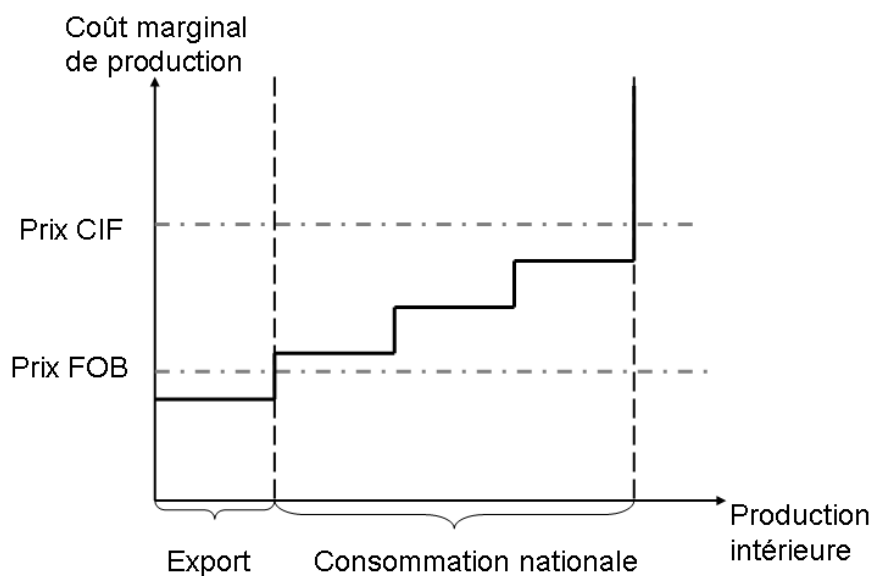


Figure 7.5 – Coûts d'une production intérieure par rapport aux prix d'imports (CIF) et d'exports (FOB) et destination des productions d'un producteur rationnel

	Prix FOB (\$/t)	Prix CIF (\$/t)	Appellation
C4-	454	480,7	West-Med Propane
Naphta	447,7	467,8	Med-Naphta
Eurosuper 50ppm	513	525,9	Med-Premium Unl 50ppm
Jet Fuel	520	544,2	Med-Jet aviation
Gazole 50ppm	530,9	536,6	Med Gasoil ULSD 50ppm
Fuel Domestique	485	501,8	
Fuel Lourd (3,5%)	220,2	233,5	Med-Fuel 3,5%
Fuel Lourd (1%)	259,4	273	Med-Fuel 1%
Bitume	265	275	

Source : Platts

Tableau 7.17 – Prix des produits pétroliers à l'export (FOB) et à l'import (CIF)

7.4 Validation du calibrage dans le contexte de l'année 2005

Le test de faisabilité

Le premier test de validation d'un modèle est le test de faisabilité (B. McCarl & Apland, 1986). Il peut s'appliquer au problème primal et dual.

Le test de faisabilité du problème primal consiste à obliger les raffineurs français à produire les quantités de produits finis correspondant à la production nette des raffineries pour l'année 2005 (tableau 7.16). Ce test permet de vérifier que la technologie modélisée permet de répliquer la situation réelle de l'année 2005, mais également de mettre en évidence un éventuel biais du modèle. Le test de faisabilité du problème primal de notre modèle de raffinage a été effectué avec succès. D'après notre modèle, les raffineurs français réalisent la production nette réelle de l'année 2005 pour un coût variable total du raffinage de 3,18 milliards de dollars. Néanmoins, il apparaît que les coûts marginaux des produits sont très éloignés de leur valeur du marché. A l'exception du jet fuel, du gazole et du fioul domestique qui présentent des coûts de productions supérieurs à 1000\$/t, les autres produits pétroliers présentent des coûts marginaux nuls. Cette situation révèle la tension de production sur les distillats moyens (gazole, jet fuel et fioul domestiques) à laquelle est soumise l'industrie du raffinage français. Il n'en reste pas moins que le modèle accentue fortement cette situation qu'il nous faudra atténuer grâce au calibrage.

Le test de prix du gazole

Étant donné que nous concentrons notre analyse sur le pool gazole, et notamment sur son coût de production qui est en relation étroite avec la valeur que les raffineurs français accorderont au biodiesel, nous cherchons à obtenir un coût marginal de production du gazole compris entre son prix CIF et son prix FOB, ce qui représente une fenêtre très étroite (5,7\$/t). Nous fixons dans la production nette de gazole des raffineries françaises au niveau de la demande nationale de gazole (31 Mt) réduite des importations de gazole Européen (5 Mt) soit 26 Mt. A l'optimum, notre modèle indique que les raffineurs produisent exactement 26 Mt en faisant appel à 6,8 Mt de bases gas-oil provenant de Russie. Le calibrage nous permet de respecter en quantité la production de gazole tout en obtenant un coût de production du gazole de

536,5\$/t compris entre son prix CIF et FOB. Le respect des structures de quantités de gazole produites et des coûts de production, devrait nous garantir une bonne représentativité des choix des raffineurs relatifs à la composition de leur pool gazole.

Validation par la composition du gazole

Dans ce travail de thèse nous analysons l'évolution de la composition du pool gazole en fonction de la quantité de biodiesel incorporée. Il est par conséquent important que la modélisation mise en œuvre représente au mieux la composition réelle du gazole ainsi que les critères de décision des raffineurs à la base de l'élaboration du pool gazole. La composition du gazole, comme tout autre produit pétrolier dépend de la nature des pétroles bruts traités, de la configuration de la raffinerie et de la marche des unités de la raffinerie. Il n'existe donc pas de formulation standard du gazole. Toutefois, certains travaux rapportent des compositions types en bases gazole (tableau 7.18).

Bases	CONCAWE (1996) %(v/v)	Thevenot (2006) %(m/m)	Résultats du modèle %(m/m)
Gas-oil SR	40-100 ¹	80	89 ²
HGO ³	0-25	20	11

¹ : regroupe gas-oil SR light et heavy ; ² : regroupe kérosène SR et gas-oil SR

³ : regroupe gas-oil sous vide et LCO

Tableau 7.18 – Composition du pool gazole à l'optimum (hors gas-oil Russe)

En ne considérant que les grandes catégories de bases gazole, la composition du gazole semble respectée. En détaillant davantage la composition du gazole, le gazole obtenu dans notre situation de référence est constitué à 56% de gas-oil SR, à 25% de bases issues du gas-oil Russe, à 14% de kérosène SR et à 5% de gas-oil lourd.

Pour compléter ce test, il est intéressant de regarder quelles qualités du gazole sont considérées comme contraignantes pour les raffineurs. A l'optimum de notre situation de référence, les qualités du gazole d'origine exclusivement fossile sont les suivantes :

- Densité = 836.5 kg/m³
- Teneur en soufre = 50 ppm
- Point de trouble = -9°C
- Indice de cétane= 49.4
- Viscosité = 4.3 mm²/s

En Europe, d'après le CONCAWE (1996), la teneur en soufre du gazole a été identifiée comme étant le seul paramètre de qualité qui influe sur la composition du gazole. Or, parmi toutes les qualités du gazole prises en compte par notre modèle, seule la contrainte de teneur en soufre maximum du gazole est saturée (la teneur en soufre de notre gazole est égale à la teneur en soufre maximum du gazole). D'après le prix dual de la contrainte maximum de teneur en soufre du gazole, le respect de cette spécification coûte aux raffineurs 1,17\$ par tonne de gazole produite.

Test de la fonction objectif du raffinage

A l'optimum économique de notre situation de référence, nous obtenons une valeur de la fonction objectif du programme primal correspondant au coût total du raffinage de 3,38 milliards de dollars pour une charge de pétrole brut de 73,1 millions de tonnes, soit 533,6 millions de barils. Or, Wauquier (1994) estimait à 7,5\$ par baril traité le coût du raffinage pour les raffineries des années 2000, pour une raffinerie d'une capacité de 8000 tonnes par an. En appliquant ce coût unitaire à la quantité de barils traités dans la situation de référence de notre raffinerie France, nous obtenons un coût total de 4 milliards de dollars. La faible sous-estimation du coût variable du raffinage peut être due au fait que les coûts des additifs des produits pétroliers ne sont pas pris en compte, qu'en France très peu d'unités d'hydrocraquage sont en fonctionnement, que nous n'avons pas modélisé ce type d'unité et enfin que les coûts de manutention et stockage ne sont pas pris en compte.

Résultats du calibrage pour l'année 2005

Le tableau 7.19 présente les résultats du calibrage effectué par itération sur l'ensemble des produits joints de notre raffinerie nationale. Le calibrage a été effectué de manière à représenter au mieux les décisions relatives au pool gazole ce qui implique que la structure de coût et de prix du gazole soit respectée. Pour les autres produits, nous avons essayé de représenter avec réalisme la situation du raffinage français par rapport à la structure de prix des produits pétroliers sur le marché international.

Selon Nugent (1970), les différences entre l'optimum du modèle et la situation de l'économie étudiée, peuvent s'expliquer soit par des "imperfections du marché" soit

	Production (Mt)	Import (\$/t)	Export (\$/t)	Coût marginal (\$/t)
C4-	3,38	0	0	480,7=CIF
Naphta	5,4	0	0	359,2<FOB
Eurosuper 50ppm	14,6	0	0	318,5<FOB
Jet Fuel	4,53	1,0	0	FOB<535,7<CIF
Gazole 50ppm	26,05	6,8	0	FOB<536,5<CIF
Fuel Domestique	8,75	4,15	0	527,6>CIF
Fuel Lourd (3,5%)	2,92	0	0	220,2=FOB
Fuel Lourd (1%)	6,28	0	0	259,4=FOB
Bitume	5,024	0	1,424	265=FOB

Tableau 7.19 – Résultats du calibrage

par des “défaillances du modèle” de programmation linéaire. Il faudrait être en mesure de distinguer ces deux sources de biais afin de pouvoir imputer les différences entre l’optimum du modèle et la réalité économique à l’un ou à l’autre. D’une part, les imperfections du marché peuvent provenir de plusieurs sources : pouvoir de monopole, discrimination par les prix et rationnement des ressources, interventions du gouvernement par des mesures fiscales, protections tarifaires, manque d’information, etc. En ce qui concerne cette catégorie de biais, nous pouvons notamment émettre des réserves sur le fait que les prix de marché des produits pétroliers retranscrivent parfaitement les coûts de production des raffineurs français qui sont en tension sur la production de distillats moyens (gazole, jet fuel et fuel domestique). D’autre part, les défaillances du modèle sont dues à des erreurs ou des oublis du type économie d’échelle, substitutions entre facteurs, etc. De plus, la représentation linéaire de phénomènes physiques non linéaires peut également induire un certain biais, tout autant que l’agrégation des 12 raffineries sur laquelle nous reviendrons.

Rappelons que, dans un système de production jointe, des phénomènes de compensation entre coûts et recettes des produits finis peuvent exister¹⁵. Tous ces biais ne

¹⁵ Rappelons que l’industrie du raffinage est caractérisée par des productions liées. Dans ce contexte, un coût de production plus élevé d’un produit par rapport à son prix de marché peut traduire un profit supérieur sur un ou plusieurs produits joints. Prenons le cas de deux produits joints :

$$\max \Pi = \Pi_1 + \Pi_2 = (p_1 - c_1)q_1 + (p_2 - c_2)q_2$$

or $q_2 = \alpha q_1$ ces deux produits étant joints,

$$\text{on obtient } \Pi = q_1 [p_1 + \alpha p_2 - c_1 - \alpha c_2]$$

si un des produits est produit à perte ($p_2 - c_2 < 0$)

alors il faut que le gain du produit joint compense la perte précédente :

$$p_1 - c_1 > \alpha(c_2 - p_2).$$

nous permettent pas de respecter à la fois la structure des prix des produits finis et la structure de production des raffineries françaises. Toutefois, **le calibrage effectué nous permet de respecter la structure des coûts de production des produits pétroliers de l'industrie française du raffinage (compris entre les prix CIF et FOB) et d'obtenir une bonne représentativité du coût de production du gazole ainsi que de sa quantité produite.**

Considérons les produits pétroliers un à un, à l'exception du gazole que nous avons détaillé plus haut, pour expliquer les opérations sur les approximations qui ont dû être effectuées :

- **Fuel domestique** : le fioul domestique est un produit pétrolier très proche du gazole puisque tous deux présentent des bases communes. Il est néanmoins moins coûteux à produire que le gazole. Nous avons donc cherché à avoir un coût de production du fioul domestique inférieur à celui du gazole. Par ailleurs, nous savons que la production de fioul domestique repose également sur les bases gas-oil principalement importées de Russie. Globalement, ces bases sont importées à hauteur de 10 à 15 Mt. A l'optimum retenu, 6,8 Mt de bases gas-oil sont dédiées au pool gazole et donc le reste devrait être attribué au pool fioul domestique. A l'optimum de notre modèle, nous obtenons que les raffineurs ont dû importer 4,15 Mt de bases gas-oil Russe pour atteindre le niveau de production nette de fioul domestique qu'ils ont réalisé en 2005, ce qui est tout à fait réaliste.
- **Jet fuel** : le jet fuel est également un carburant très proche du gazole puisqu'il présente des bases communes avec ce dernier. Il est toutefois moins précieux que le gazole. Afin que son coût de production soit compris entre les prix FOB et CIF, nous avons réduit de la production de jet fuel d'un million de tonnes sans quoi son coût marginal de production serait trop élevé. Sa production a été sous-estimée de 22%.
- **Essence** : le coût marginal de l'essence est plus faible que son prix FOB, ce qui traduit effectivement que les raffineurs destinent une partie de leur production à l'export même si notre modèle accentue cet effet. A notre optimum, les raffineurs français produiraient l'essence 38% moins cher que son prix FOB. Ce résultat n'est pas étonnant car les raffineurs français sont fortement excédentaires en essence. Ainsi, les productions marginales d'essence ne sont pas très coûteuses pour les raffineurs car cette production d'essence résulte de la production jointe des raffineries. L'équilibre du marché des carburants français ne révèle pas l'équilibre de la

production jointe des raffineries. Les prix des produits pétroliers qui sont vendus sur le marché international, ne reflètent pas le déséquilibre entre production et consommation de carburants français car, au niveau mondial, le fort excédent de production en essence européen compense le déficit de production américain et le surplus de production de gazole des pays de l'Oural compense le déficit de la France.

- **Naphta** : le coût marginal du naphta est plus faible que son prix FOB alors que ce produit est exporté en très faible quantité. A notre optimum, les raffineurs français produisent le naphta 20% moins cher que son prix FOB. Les coûts de production du naphta et de l'essence étant assez proches dans la réalité, ce résultat s'explique au regard de l'explication donnée pour l'essence.
- **C4-** : ces produits présentent un solde importateur très faible. Pour obtenir un coût marginal de production élevé, égal au prix d'import, nous augmentons la production de la raffinerie de 1 Mt par rapport à la production nette réelle de ces gaz par les raffineries françaises.
- **Fiouls lourds** : les quantités et les coûts marginaux optimaux des fiouls lourds respectent bien la réalité puisque ces produits sont généralement exportés ($C_m = \text{FOB}$) et que la quantité produite est sous-estimée de 14%.
- **Bitume** : la production des bitumes par les raffineurs français est surestimée par notre modèle de 40%, ce qui permet au coût marginal de production du bitume d'être égal à son prix FOB et de respecter la structure des prix des autres produits du raffinage.

La connaissance des rigidités du modèle et des biais que présentent les résultats à l'optimum, nous permettra de modérer les résultats de notre analyse de la demande du biodiesel par l'industrie du raffinage français.

7.5 Influence de l'agrégation nationale sur les résultats

Nous avons évoqué plus haut les conséquences sur les résultats de la modélisation de l'industrie du raffinage par un modèle mono-raffinerie en faisant l'hypothèse implicite que les coûts opératoires et d'investissement des unités de raffinage sont identiques entre les raffineries. Classiquement, la demande d'un facteur de production d'une

industrie (ou de la branche) est égale à la somme des demandes individuelles des entreprises présentes sur le marché géographique considéré. En agrégeant les raffineries françaises en une seule raffinerie nationale, nous introduisons des économies d'envergure qui se traduiront par une plus grande flexibilité du processus de production. Par exemple, tout type d'échanges de produits pétroliers pourra avoir lieu au sein de cette raffinerie nationale ce qui n'est pas le cas dans la réalité. Cette flexibilité a pour effet de provoquer des changements brutaux de comportement qui se traduisent au niveau de la courbe de demande d'un facteur par de nombreuses ruptures. Pour illustrer ces propos, considérons deux raffineries ne présentant pas les mêmes courbes d'indifférences vis-à-vis de deux biens parfaitement substituables, c'est-à-dire que les combinaisons possibles des deux biens ne sont pas identiques dans les deux raffineries car elles ne possèdent pas la même technologie, et analysons l'influence d'une réduction du prix d'un des biens (ici X_1) sur la demande agrégée de ce bien (cf. figure 7.6).

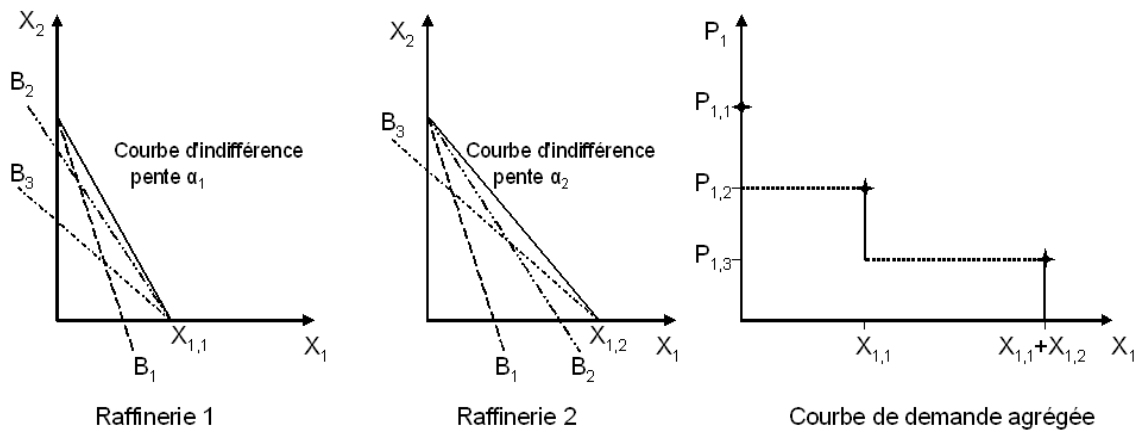


Figure 7.6 – Influence d'une évolution du prix d'un bien sur la courbe de demande agrégée dans le cas de deux raffineries différentes

Notons que la droite de budget B_1 (ensemble des combinaisons de biens X_1 et X_2 que le raffineur peut acheter avec un budget déterminé) correspond à un prix $P_{1,1}$ de X_1 , la droite de budget B_2 à un prix $P_{1,2}$ de X_1 et B_3 à un prix $P_{1,3}$. Avec $P_{1,1} > P_{1,2} > P_{1,3}$. Nous observons que la quantité de bien X_1 demandée, dépend du rapport des pentes des droites d'indifférences (avec $|\alpha_1| > |\alpha_2|$) et des pentes des droites de budgets, c'est-à-dire du rapport des prix $P_{1,i}/P_2$ des biens X_1 et X_2 , avec P_2 constant. Trois cas de figure peuvent être distingués :

- pour $P_{1,1} > |\alpha_1|P_2$ aucune des deux raffineries ne demandera de X_1

- pour $|\alpha_1|P_{1,2} > P_{1,1} > |\alpha_2|P_{1,2}$ une quantité $X_{1,1}$ sera demandée par la raffinerie 1 et rien par la raffinerie 2.
- pour $P_{1,1} < |\alpha_2|P_{1,2}$, la raffinerie 1 demandera $X_{1,1}$ et la raffinerie 2 demandera $X_{1,2}$.

En agrégeant les douze raffineries françaises en une raffinerie nationale, c'est comme si les douze raffineries présentaient les mêmes coûts de production. Considérons que notre raffinerie nationale possède une courbe d'indifférence de type linéaire entre les deux mêmes substituts que nous avons considérés plus haut. En reprenant notre exemple précédent, c'est comme si nous avions deux raffineries qui présentent les mêmes pentes (avec $\alpha_1 > \alpha_3 > \alpha_2$) des courbes d'indifférences. Dans ce cas, la courbe de demande agrégée présente des changements de facteurs beaucoup plus brusques (figure 7.7).

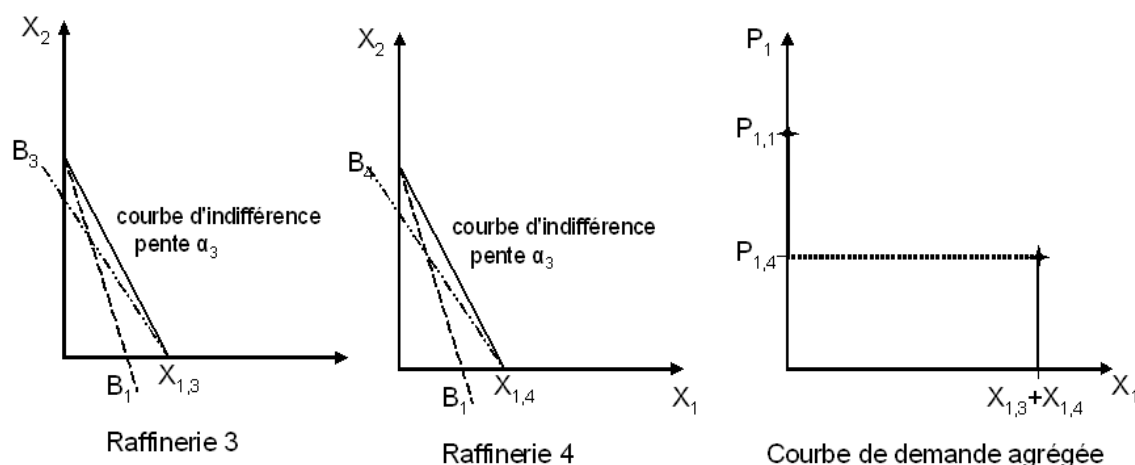


Figure 7.7 – Influence d'une évolution du prix d'un bien sur la courbe de demande agrégée dans le cas de deux raffineries identiques

Nous pouvons remarquer que nous avons autant de paliers que de raffineries différentes dans notre exemple simple où les raffineries ne sont soumises à aucune contrainte. Ceci signifie que si les 12 raffineries françaises étaient représentées, nous aurions au minimum 12 plateaux (en considérant que les raffineries ont toutes des technologies différentes) et par conséquent au moins 12 prix différents auxquels les raffineurs seraient prêts à acheter le facteur considéré. Dans le cas de notre modèle mono-raffinerie, l'ensemble des raffineurs français seront prêts à acheter le facteur considéré à un prix identique pour tous.

Il n'est pas évident de savoir si l'on sur-estime ou sous-estime la demande de la

branche et donc d'évaluer la représentativité de notre raffinerie type (notamment dans les coûts variables de traitement des unités). Nous pouvons seulement dire que, dans le modèle de raffinage utilisé, afin de représenter les raffineries les plus complexes, tous les types d'unités présents en France sont intégrés dans le modèle, ce qui fait de notre raffinerie type une raffinerie "complexe". Or, plus une raffinerie est complexe, en termes d'unités de traitement, plus le nombre et les qualités des bases gazeuses seront importants puisqu'elle cumulera les bases de la raffinerie simple et les bases des unités de traitement supplémentaires. Le nombre de substitutions et de réarrangements possibles sera par conséquent plus important dans le cas de raffineries complexes car au niveau d'un pool de produits finis un grand nombre de bases aux qualités variées pourront être combinées pour produire le produit fini considéré. Ceci signifie que l'introduction d'une nouvelle base telle que le biodiesel dans le pool gazeux est facilitée par la diversité des bases qui peuvent potentiellement composer le pool gazeux. Toutefois, les substitutions entre bases se feront en fonction des valeurs relatives des bases gazeuses qui ne dépendent pas forcément du type de raffinerie desquelles elles sont issues.

Dans ce chapitre, nous avons présenté les hypothèses et la structure de base du modèle de raffinage mis en œuvre ainsi que les améliorations apportées pour traiter la question de l'incorporation de biodiesel dans le pool gazeux : ajout de la possibilité d'importer et de traiter du gas-oil provenant de Russie et des flux concernant le biodiesel.

Le modèle de raffinage a été calibré et validé de manière à respecter au mieux la structure des coûts de production des produits pétroliers de l'industrie française de raffinage ainsi que la composition du pool gazeux observées à l'année 2005, notre année de référence.

Le prochain chapitre s'appuie sur le modèle de raffinage ainsi calibré pour développer une étude approfondie de la demande des raffineurs en biodiesel.

Troisième partie

Analyse de la demande française de biodiesel

Chapitre 8

Aspects technico-économiques de la demande de biodiesel

A court terme, l'industrie française du raffinage dispose d'un approvisionnement en pétrole brut et d'équipements déterminés. Pour une quantité de gazole à produire déterminée au préalable, la décision des raffineurs français porte uniquement sur le choix des inputs. Pour la production du gazole, la détermination du pool optimal s'opère au niveau de l'étape de mélange ou "blending" du gazole. Les raffineurs produisent habituellement du gazole à partir de bases pétrolières. Ils cherchent dorénavant à savoir s'il leur serait profitable d'incorporer du biodiesel dans leur pool gazole et si oui dans quelles conditions. C'est pourquoi nous allons analyser la demande en biodiesel de l'industrie française de raffinage ainsi que sa sensibilité à certains paramètres.

8.1 La demande conditionnelle de biodiesel des raffineurs

La demande de biodiesel dépend, comme toute demande de facteur de production, du coût du facteur mais aussi du niveau de production de produits pétroliers de la raffinerie. Dans notre programme de minimisation de coût des raffineurs, nous fixons les niveaux de production des produits pétroliers au niveau de la production nette de la raffinerie c'est-à-dire la production effectivement réalisée. De cette manière

nous étudierons la demande *conditionnelle* (ou *dérivée*) du biodiesel relative à un niveau de production de gazole donné, toutes choses égales par ailleurs (Pindyck et al., 2005; Varian, 2003). L'influence de cette hypothèse sur les résultats sera évaluée ultérieurement. Nous avons choisi de contraindre le niveau de production du gazole en énergie plutôt qu'en quantité du fait que le biodiesel présente un contenu énergétique massique bien inférieur (-12,6%) au contenu énergétique moyen des bases d'origine pétrolière¹. Ceci signifie qu'un conducteur ne pourra pas effectuer le même nombre de kilomètres avec une même quantité de carburant d'origine pétrolière et de carburant composé de biodiesel. Or, tout conducteur rationnel calcule le coût d'un carburant par rapport à l'énergie qu'il lui fournit (évalué en nombre de kilomètres parcourus). La demande de gazole a donc été fixée à l'équivalent en énergie de la quantité de gazole effectivement produite par les raffineurs en 2005 (26 Mt), soit 11.10^9 GJ de gazole. Ainsi, le niveau de production du gazole en masse et en volume dépendra du niveau de biodiesel incorporé. Plus il sera important, plus la production massique et volumique de gazole sera importante.

Construction de la courbe de demande en biodiesel des raffineurs

La courbe de demande conditionnelle de biodiesel peut s'obtenir de deux manières équivalentes si l'on se réfère aux relations d'exclusion primales et duales. La construction de la courbe de demande des raffineurs par paramétrisation des quantités de biodiesel disponibles ou par paramétrisation du prix du biodiesel permet d'aborder la signification de la demande en biodiesel de l'industrie du raffinage française de manières différentes.

D'une part, la paramétrisation des prix du biodiesel permet de déterminer la fonction de demande "directe" du biodiesel. Pour chaque niveau de prix du biodiesel², la fonction de demande "directe" mesure la quantité de biodiesel demandée par l'industrie française du raffinage. Cette méthode permet d'apprécier la demande du biodiesel sous l'angle de la substitution entre facteurs de production. Parfois, pour de faibles variations de prix du biodiesel, de très grandes variations de la quantité

¹Dans le modèle, les contenus énergétiques des bases pétrolières sont considérés comme identiques.

²La paramétrisation par les prix consiste à effectuer une série de simulations en augmentant de façon incrémentale le prix du marché du biodiesel.

de biodiesel incorporé sont observées. Ce phénomène s'explique par un changement brutal de composition du gazole dû à la substitution d'une partie ou de la totalité d'une base gazole fossile par du biodiesel.

Pour obtenir la courbe de demande directe du biodiesel nous débutons en imposant un prix du biodiesel élevé. Pour ce prix, les raffineurs ne désirent pas s'approvisionner en biodiesel. Puis, au fur et à mesure, nous diminuons le prix du biodiesel. Lorsque le prix du biodiesel atteint le prix de réserve des raffineurs, c'est-à-dire le prix maximum qu'ils acceptent de payer pour se procurer la première tonne de biodiesel, les raffineurs incorporent la quantité de biodiesel achetée à leur pool gazole. A partir de cette première tonne, la recette factorielle marginale du biodiesel égale le prix du marché du biodiesel. Ensuite, dans la mesure où les raffineurs peuvent, d'un point de vue technique, incorporer du biodiesel, nous observons que plus le prix du marché du biodiesel baisse, plus les raffineurs désirent en acheter. Lorsque les raffineurs butent sur une contrainte technique, ils ne sont plus prêts à mettre un dollar supplémentaire dans l'achat de biodiesel qu'ils ne seront pas en mesure de valoriser (figure 8.1).

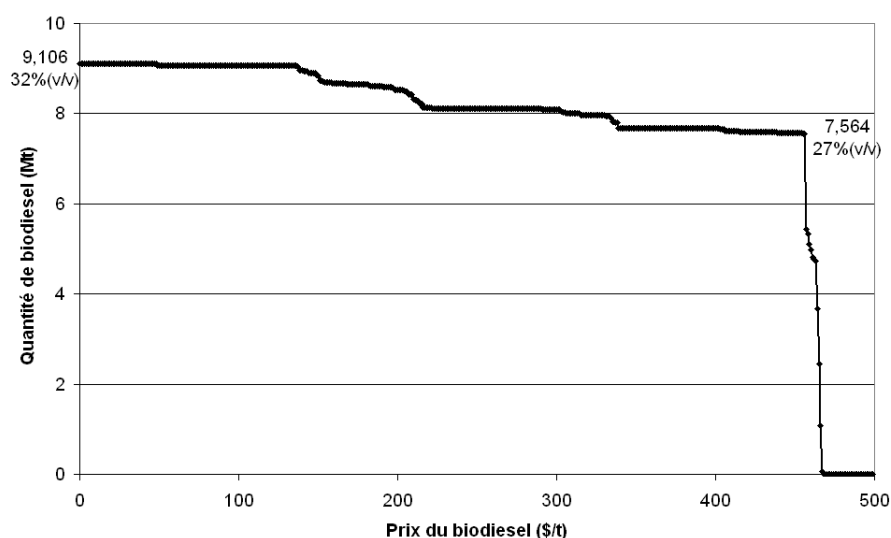


Figure 8.1 – Demande “directe” de biodiesel obtenue par paramétrisation des prix du biodiesel (-1\$/t)

D'autre part, la paramétrisation des quantités de biodiesel disponible nous permet de déterminer la fonction de demande “inverse”. Pour chaque niveau de demande de biodiesel, la fonction de demande inverse établit la relation entre le prix maximum

auquel les raffineurs sont prêts à acheter une quantité donnée de biodiesel. Pour obtenir la courbe de demande inverse de biodiesel, nous paramétrons le second membre de la contrainte de disponibilité maximum de biodiesel en fixant un prix du biodiesel nul. Ainsi, les raffineurs auront intérêt à incorporer autant de biodiesel qu'ils le peuvent techniquement puisqu'il est gratuit. Aussi longtemps que la recette factorielle marginale du biodiesel sera non nulle, les raffineurs choisiront d'accroître leur utilisation de biodiesel. La recette factorielle marginale du biodiesel deviendra nulle dès qu'une contrainte technique empêchera les raffineurs d'incorporer davantage de biodiesel (figure 8.2).

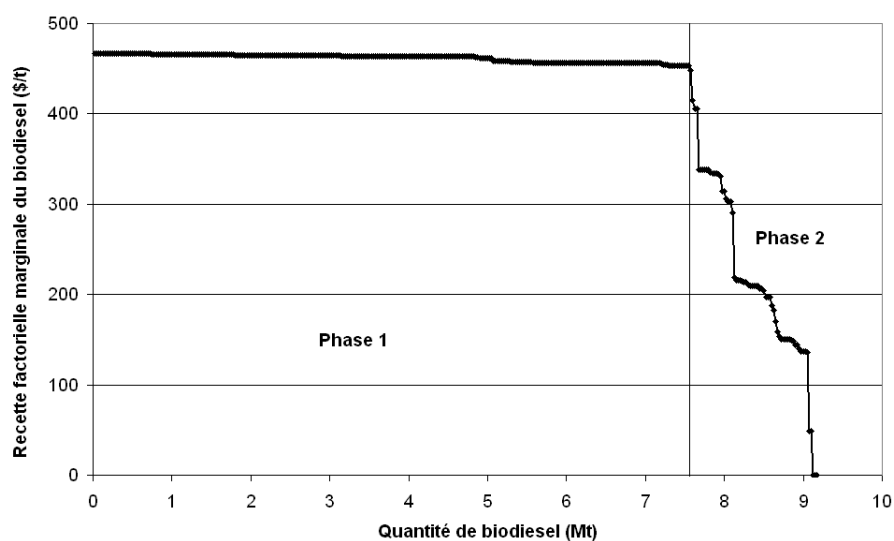


Figure 8.2 – Demande inverse de biodiesel obtenue par paramétrisation sur les quantités de biodiesel (+0,02Mt)

Description des courbes de demande directe et inverse du biodiesel

Les courbes de demande directe et inverse de biodiesel sont décroissantes par palier et présentent deux phases bien distinctes : la première jusqu'à 7,6 Mt (soit 27% en volume) d'incorporation de biodiesel et la deuxième entre 7,6 Mt et 9,1 Mt (soit 32% en volume).

Le raffineur achète la première tonne de biodiesel à un prix de 470\$/t. Ensuite,

comme toute demande de facteurs³, la demande de biodiesel décroît avec son prix. Cette allure s'interprète, dans le cadre de la fonction de demande inverse, comme l'utilité supérieure des premières unités de biodiesel incorporées par rapport aux dernières incorporées. Dans le cas de la demande directe elle s'interprète comme le fait que les raffineurs seront d'autant plus enclins à utiliser du biodiesel que celui-ci est bon marché. Les courbes de demande présentent un grand nombre de paliers. Les paliers de la fonction de demande directe correspondent aux zones pour lesquelles le raffineur est prêt à acheter au même prix une plage de quantités de biodiesel⁴. Les paliers correspondent aux plages de validité de la solution optimale du modèle. Sur un palier, les variables en bases et la recette factorielle marginale du biodiesel ne changent pas. Ainsi, plus l'amplitude des paliers est importante, plus la marche de la raffinerie est perturbée par l'utilisation de biodiesel. Ceci s'explique par le fait que les paliers traduisent des substitutions entre bases de coût de production bien différentes au sein du pool gazole. Lorsque l'amplitude des paliers est importante dans une zone donnée, les raffineurs effectuent beaucoup de substitutions qui modifient fortement la composition du pool gazole ainsi que la marche de la raffinerie. Inversement si l'amplitude des paliers est faible, les substitutions perturbent moins la marche de la raffinerie. Ces dernières intéressent davantage les raffineurs.

L'introduction des premières tonnes (de 0 à 7,6 Mt) de biodiesel se traduit par une succession de paliers de faibles amplitudes, alors que par la suite l'amplitude des paliers devient importante (de 7,6 à 9,1 Mt, figure 8.1). Ceci traduit le fait que l'incorporation de biodiesel dans cette première phase ne présente pas beaucoup de problèmes techniques alors qu'au cours de la seconde phase, les raffineurs doivent effectuer des substitutions entre produits de qualités bien différentes (dont le biodiesel), ce qui perturbe fortement la marche de la raffinerie. Pour incorporer ces 1,5 Mt de biodiesel supplémentaires, les raffineurs forcent la marche de leurs raffineries, ce qui entraîne une chute de la valeur maximale que le raffineur serait prêt à payer pour se procurer du biodiesel (i.e. sa recette factorielle marginale). Le point de rupture de la courbe de demande de gazole correspond au point de coordonnées (7,6 ; 456) comme le montre la figure 8.2. La demande en biodiesel pour des quantités inférieures à 7,564 Mt de biodiesel est fortement élastique au prix du biodiesel alors

³A l'exception près des biens de Giffen ou biens de luxe couramment mentionnés en micro-économie.

⁴De même, sur la fonction de demande inverse, les paliers correspondent aux plages de prix pour lesquelles le raffineur est prêt à acheter une même quantité de biodiesel.

que pour des quantités supérieures elle est fortement inélastique. Par conséquent, si techniquement les raffineurs peuvent incorporer jusqu'à 32% de biodiesel en volume dans le gazole, une incorporation maximale de 27% est plus réaliste d'un point de vue technique et économique puisque, au-delà, l'intérêt des raffineurs pour le biodiesel chute fortement. **Pour cette raison, nous focaliserons notre étude sur la première phase d'incorporation de biodiesel pour des quantités allant de 0 à 7,56 Mt de biodiesel** (figure 8.3). La phase 1 de demande de biodiesel

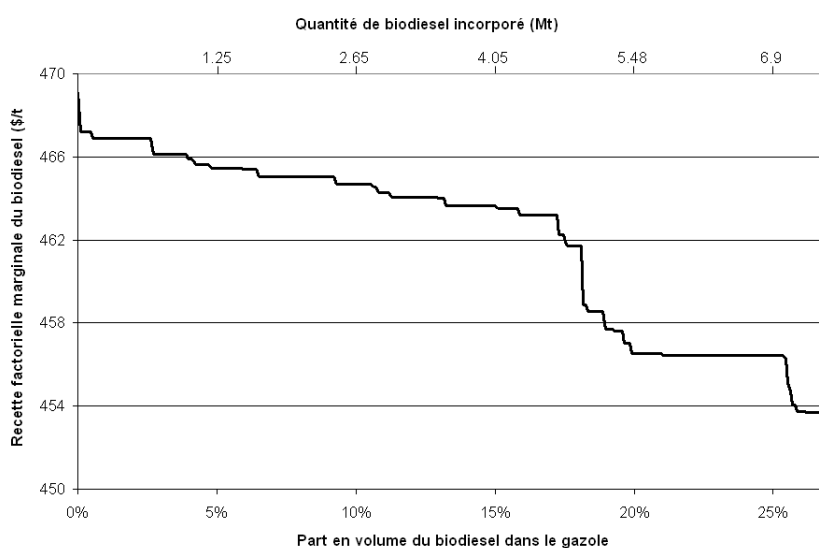


Figure 8.3 – Phase 1 de la demande inverse de biodiesel

est marquée par une chute de 6\$/t de la recette factorielle marginale du biodiesel pour des quantités d'incorporation de biodiesel comprises entre 4,8 et 5,6 Mt. Cette chute est principalement due à la saturation des contraintes de densité maximum du gazole qui apparaît à partir d'une incorporation de biodiesel de 4,3Mt et de viscosité maximum du gazole qui apparaît à partir de 4,8Mt. Après quelques réarrangements du pool gazole, la recette factorielle marginale du biodiesel redevient stable.

Décomposition de la recette factorielle marginale du biodiesel

La recette factorielle marginale (RFm_b) du biodiesel évolue sous l'action conjointe de la productivité marginale du biodiesel (Pm_b) et du coût marginal de production

du gazole (Cm_g)⁵ (Pindyck et al., 2005).

$$RFm_b = Pm_b \cdot Cm_g = \frac{\Delta x_g}{\Delta x_b} \frac{\Delta C}{\Delta x_g} \quad (8.1)$$

avec C : coût de production du gazole

x_g : quantité de gazole

x_b : quantité de biodiesel

(8.2)

Lorsque l'on ne prend pas en compte les caractéristiques physico-chimiques du biodiesel à l'exception de son contenu énergétique⁶, la productivité marginale du biodiesel se résume à la contribution d'une tonne de biodiesel à la production de 42,6 GJ de gazole, l'équivalent énergétique d'une tonne de gazole fossile. Elle serait par conséquent égale au rapport des contenus énergétiques massiques du biodiesel et du gazole.

$$Pm_b = \frac{\Delta x_g}{\Delta x_b} = \frac{PCI m_b}{PCI m_g} = \frac{37.4}{42.6} = 0.874 \quad (8.3)$$

$$\text{et } RFm_b = 0.874 \times Pm_b \quad (8.4)$$

La prise en compte de l'ensemble des caractéristiques physico-chimiques du biodiesel rend la productivité marginale du biodiesel multiple. Contrairement au cas précédent, l'objectif n'est plus de mélanger du biodiesel au contenu énergétique faible dans le gazole mais, d'incorporer du biodiesel avec des caractéristiques physico-chimiques multiples dans le pool gazole afin de produire du gazole présentant les qualités requises par la norme EN590. Le biodiesel présente une productivité marginale pour chaque qualité que le gazole doit respecter. Nous parlerons par conséquent de productivités marginales (au pluriel) du biodiesel. Ainsi, la recette factorielle marginale du biodiesel utilisé comme base gazole dépend du coût marginal du gazole, mais également de l'écart entre les spécifications du gazole et les caractéristiques physico-chimiques du biodiesel. Le coût marginal du gazole dépend, lui aussi, des contraintes de qualité qui lui sont imposées.

⁵Habituellement, cette expression est donnée dans le cadre d'un problème de maximisation du profit, la valeur maximale que le raffineur serait prêt à payer pour employer une tonne de plus de biodiesel correspond à la recette marginale. Or à l'optimum économique, la recette marginale est égale au coût marginal. Dans un problème de minimisation, on utilise par conséquent le coût marginal à la place de la recette marginale dans l'expression considérée.

⁶Cas des études "classique" de la demande de biodiesel.

Pour illustrer l'expression de la recette factorielle marginale du biodiesel, nous allons développer un exemple simplifié du problème de minimisation des coûts des raffineurs pour la production de gazole (x_1) à partir de 6 inputs (5 bases pétrolières x_2, x_3, x_4, x_5, x_6 et le biodiesel x_7). Ce problème de minimisation des coûts⁷ est soumis à 6 contraintes de manière à obtenir une matrice carrée inversible. Les contraintes ont été choisies car elles représentent les contraintes les plus difficiles à respecter pour les raffineurs⁸. Les autres qualités du gazole sont rarement saturées alors que celles qui ont été prises en compte le sont habituellement ou peuvent le devenir (tableau 8.1).

	Variables							RHS	VD
	x_1	x_2	x_3	x_4	x_5	x_6	x_7		
F.O. Coût	0	c_2	c_3	c_4	c_5	c_6	c_7		
Demande	1	0	0	0	0	0	$-(1-\frac{PCI_b}{PCI_g})$	\geq	D_g (y_1)
Bilan matière	± 1	± 1	± 1	± 1	± 1	± 1	± 1	$=$	0 (y_2)
Densité max.	$\frac{1}{d_{max}}$	$-\frac{1}{d_2}$	$-\frac{1}{d_3}$	$-\frac{1}{d_4}$	$-\frac{1}{d_5}$	$-\frac{1}{d_6}$	$-\frac{1}{d_7}$	\geq	0 (y_3)
Viscosité max.	v_{max}	$-v_2$	$-v_3$	$-v_4$	$-v_5$	$-v_6$	$-v_7$	\geq	0 (y_4)
Soufre max.	s_{max}	$-s_2$	$-s_3$	$-s_4$	$-s_5$	$-s_6$	$-s_7$	\geq	0 (y_5)
Cétane min.	$-\frac{l_{min}}{d_1}$	$\frac{l_2}{d_2}$	$\frac{l_3}{d_3}$	$\frac{l_4}{d_4}$	$\frac{l_5}{d_5}$	$\frac{l_6}{d_6}$	$\frac{l_7}{d_7}$	\geq	0 (y_6)
Point trouble	$-t_{min}$	t_2	t_3	t_4	t_5	t_6	t_7	\geq	0 (y_7)

Tableau 8.1 – Programme primal simplifié du raffinage

⁷L'équation de minimisation de coût est appelée fonction objectif et notée F.O.

⁸La contrainte de bilan matière est une contrainte égalité qui est normalement décomposée en deux équations : une de type "inférieur ou égal" et l'autre de type "supérieur ou égal". De ces deux contraintes une seule sera saturée. Pour plus de simplicité, nous conserverons la notation "égalité" en précisant que les coefficients peuvent présenter deux signes différents. Soit le coefficient associé au produit fini (x_1) est positif et les autres négatifs, soit c'est l'opposé.

Avec : x_j : variables primales ou physiques, $\forall j \in [1, 7]$
 y_j : variables duales ou économiques, $\forall j \in [1, 7]$
 c_j : coût de production de la base gazole j , $\forall j \in [2, 7]$,
 D_g : demande de gazole adressée aux raffineries françaises,
 d_{max} : spécification de densité maximum du gazole,
 d_j : densité du bien j , $\forall j \in [1, 7]$,
 v_{max} : spécification de viscosité maximum du gazole,
 v_j : indice de viscosité de la base gazole j , $\forall j \in [2, 7]$,
 s_{max} : spécification de teneur en soufre maximum du gazole,
 s_j : teneur en soufre de la base gazole j , $\forall j \in [2, 7]$,
 l_{min} : spécification d'indice de cétane minimum du gazole,
 l_j : indice de cétane de la base gazole j , $\forall j \in [2, 7]$,
 t_{min} : spécification de point trouble minimum du gazole,
 t_j : indice de point trouble de la base gazole j , $\forall j \in [2, 7]$,

A ce programme primal est associé le programme dual suivant :

	Variables							RHS	VD	
	y_1	y_2	y_3	y_4	y_5	y_6	y_7			
F.O. Duale	D_g	0	0	0	0	0	0			
Eq.1 Cm_g	1	1	$\frac{1}{d_{max}}$	v_{max}	s_{max}	$-\frac{l_{min}}{d_1}$	$-t_{min}$	\leq	0	(x_1)
Eq. RFm_2	0	1	$-\frac{1}{d_2}$	$-v_2$	$-s_2$	$\frac{l_2}{d_2}$	t_2	\leq	c_2	(x_2)
Eq. RFm_3	0	1	$-\frac{1}{d_3}$	$-v_3$	$-s_3$	$\frac{l_3}{d_3}$	t_3	\leq	c_3	(x_3)
Eq. RFm_4	0	1	$-\frac{1}{d_4}$	$-v_4$	$-s_4$	$\frac{l_4}{d_4}$	t_4	\leq	c_4	(x_4)
Eq. RFm_5	0	1	$-\frac{1}{d_5}$	$-v_5$	$-s_5$	$\frac{l_5}{d_5}$	t_5	\leq	c_5	(x_5)
Eq. RFm_6	0	1	$-\frac{1}{d_6}$	$-v_6$	$-s_6$	$\frac{l_6}{d_6}$	t_6	\leq	c_6	(x_6)
Eq. RFm_b	$-(1 - \frac{PCI_b}{PCI_g})$	1	$-\frac{1}{d_7}$	$-v_7$	$-s_7$	$\frac{l_7}{d_7}$	t_7	\leq	c_7	(x_7)

Tableau 8.2 – Programme dual simplifié du raffinage

La recette factorielle marginale du biodiesel s'écrit, d'après la 7^{eme} équation du problème dual (Eq. RFm_b) représentant la contrainte de valorisation optimale de la quantité de biodiesel disponible, de la manière suivant :

$$RFm_b = A_{\bullet,7}^t \cdot y = -(1 - \frac{PCI_b}{PCI_g}) \cdot y_1 + y_2 - \frac{1}{d_7} \cdot y_3 - v_7 \cdot y_4 - s_7 \cdot y_5 + \frac{l_7}{d_7} \cdot y_6 + t_7 \cdot y_7 \quad (8.5)$$

Par ailleurs, l'expression du coût marginal du gazole (y_1) s'écrit, d'après la première équation du problème dual⁹ :

$$Cm_g = y_1 = y_2 - \frac{1}{d_{max}} \cdot y_3 - v_{max} \cdot y_4 - s_{max} \cdot y_5 + \frac{l_{min}}{d_1} \cdot y_6 + t_{min} \cdot y_7 \quad (8.6)$$

Nous obtenons par conséquent l'expression suivante de la recette factorielle marginale du biodiesel en fonction du coût marginal du gazole et des variables duales des contraintes de qualités :

$$RFm_b = \frac{PCI_b}{PCI_g} \cdot y_1 + \left(\frac{1}{d_{max}} - \frac{1}{d_7} \right) \cdot y_3 + (v_{max} - v_7) \cdot y_4 + (s_{max} - s_7) \cdot y_5 + \left(\frac{l_7}{d_7} - \frac{l_{min}}{d_1} \right) \cdot y_6 + (t_7 - t_{min}) \cdot y_7 \quad (8.7)$$

La valeur du biodiesel donnée par l'expression de la recette factorielle marginale du biodiesel dépend du coût marginal du gazole rectifié du rapport des contenus énergétiques du biodiesel et du gazole comme nous l'avons montré précédemment, mais également d'une série de valeurs que l'on peut attribuer à la qualité du biodiesel. Les valeurs qualitatives du biodiesel ne présentent un intérêt pour les raffineurs que si le gazole sature les contraintes de qualité correspondantes, c'est-à-dire si le respect de la spécification de qualité représente un coût non nul pour les raffineurs (variable duale associée à la contrainte non nulle). Chaque valeur qualitative d'un input s'apprécie en fonction de l'écart entre la qualité effective de l'input et la spécification, valeur cible de la qualité, que le raffineur désire atteindre. Si la qualité de l'input va dans le sens d'un relâchement de la contrainte de qualité saturée alors, le terme associé à la variable duale (>0) de cette contrainte de qualité sera positive. L'augmentation de recette factorielle marginale en résultant traduira l'intérêt supérieur que représente cet input pour les raffineurs. Dans le cas inverse, la qualité de cet input contraint davantage les raffineurs. Le terme associé à la variable duale de signe positif de cette contrainte de qualité sera de signe négatif. La recette marginale du facteur en sera réduite. Le tableau 8.3 présente les qualités du biodiesel et les spécifications du gazole pour chaque critère de qualité considéré, ainsi que les coefficients associés à chaque qualité dans l'équation 8.5 de recette factorielle marginale du biodiesel.

Le biodiesel présente donc d'un point de vue qualitatif un intérêt positif en ce qui concerne les spécifications sur le soufre, le point trouble et l'indice de cétane du

⁹La densité du gazole, d_1 est en réalité un résultat du modèle puisque c'est le rapport de la quantité de gazole sur le volume de gazole produit. Toutefois, pour limiter le nombre d'équation nous n'écrivons pas les contraintes volumiques du diesel.

	Gazole	Biodiesel	Coef. RFm
Densité	0,845 max.	0,880	-0,0397
Viscosité	4,7 max.	4,7	0
Soufre	0,005 max.	0	+0,005
Cétane	47 min	51	+0,045
Point trouble	-5 min	-3	+0,022

Tableau 8.3 – Qualités du biodiesel et spécifications du gazole pour les critères de qualité considérés

gazole et un intérêt négatif en termes de densité si les contraintes correspondantes de qualité du gazole sont saturées à l'optimum. Pour ce qui est de la contrainte de viscosité, la qualité du biodiesel est neutre puisqu'elle est égale à la viscosité maximum. Par conséquent, même si cette contrainte est saturée, la recette factorielle marginale du biodiesel n'en sera pas affectée. Toutefois, rappelons que les qualités d'une base sont relatives aux qualités des autres bases et, par conséquent, que la viscosité du biodiesel peut devenir problématique.

Ces observations nous renseignent sur les manières possibles d'augmenter artificiellement l'intérêt du biodiesel pour les raffineurs en jouant sur les spécifications gazole. Il s'agit d'une part de saturer les contraintes de qualité du gazole pour lesquelles le biodiesel présente une contribution positive, par exemple en sévérant la spécification soufre sur le gazole ou celles du cétane et de point trouble. D'autre part, il s'agit de relâcher les contraintes de qualité du gazole pour lesquelles le biodiesel présente des contributions négatives, par exemple en relâchant la contrainte de densité maximum du gazole si celle-ci est saturée, ou encore de fabriquer un biodiesel dont la densité est inférieure à celle retenue.

Demande de gazole et production jointe

La demande de biodiesel que nous venons de décrire est valable dans un cadre très restrictif par rapport au fonctionnement classique d'une raffinerie, c'est-à-dire toutes choses égales par ailleurs à l'exception du paramètre dont l'influence était étudiée. Cette approche nous a permis de focaliser notre étude sur un effet en particulier. Néanmoins, en réalité, un raffineur peut jouer sur la production des autres produits pétroliers (en important ou exportant davantage) pour répondre à la demande à

moindre coût. La flexibilité dont jouit le raffineur dans la production de ses produits finis joints, a des conséquences sur la demande du raffineur en biodiesel (figure 8.4).

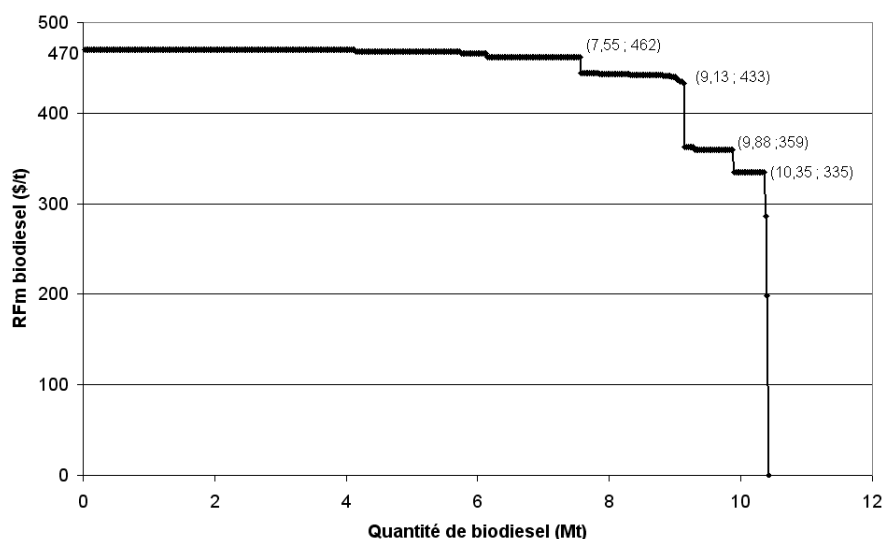


Figure 8.4 – Courbe de réponse quantité/prix de biodiesel

Une nouvelle zone d'incorporation de biodiesel (de 7,75 Mt à 9,13 Mt) apparaît par rapport à la courbe de demande de biodiesel obtenue toutes choses égales par ailleurs (figure 8.2). Cette phase montre que la flexibilité de production du raffineur permet une incorporation de biodiesel supplémentaire de 1,5 Mt à des prix du biodiesel relativement proches du plateau précédent ($RFm_b \approx 435\$/t$ contre $460\$/t$). Cette phase se caractérise également par une augmentation de la production du pool du fioul domestique, produit pétrolier qui présente des caractéristiques très proches du gazole. La production du fioul domestique passe de 8,75 à 10,25 Mt, soit 1,5 Mt supplémentaire. L'incorporation de biodiesel au sein du pool gazole a permis de libérer des bases pétrolières jusque là destinées au pool gazole pour la production de fioul domestique. Les bases pétrolières mobilisées pour la production du fioul domestique, sont utilisées en substitution à du fioul domestique importé au prix de $485\$/t$.

Dans la suite de notre analyse, nous développons l'analyse de la demande de biodiesel, toutes choses égales par ailleurs, afin d'évaluer les paramètres susceptibles de modifier la demande de biodiesel les uns à la suite des autres.

8.2 Valorisation des caractéristiques physico-chimiques du biodiesel

L'intérêt du biodiesel pour son absence de soufre

Le biodiesel est exempt de soufre. Or, la spécification de teneur en soufre maximum des gazoles à 50 ppm est la plus contraignante des spécifications pour les raffineurs français, c'est-à-dire la plus coûteuse. Au niveau du modèle, le coût que représente le respect de cette spécification est donné par la variable duale (y_5) associée à la contrainte de teneur en soufre maximum du gazole (eq. 5 du problème primal 8.1). La contribution marginale du biodiesel à la teneur en soufre du biodiesel étant nulle ($s_7 = 0$), les raffineurs accordent une valeur supplémentaire à cette qualité du biodiesel. D'après l'expression 8.7 de la recette factorielle marginale du biodiesel, cette valeur dépend du coût associé à la contrainte de teneur maximale en soufre du gazole (y_5).

$$\frac{\partial R F m_b}{\partial y_5} = s_{max} - s_7 \quad (8.8)$$

Dans notre situation de référence, le respect de la contrainte de teneur en soufre maximum du gazole représenterait un coût de 233,6\$ s'il fallait réduire d'1% (en masse) la teneur en soufre d'une tonne de gazole. La valeur attribuée au biodiesel pour son absence de soufre (V_S) à la situation de référence dans laquelle le gazole doit respecter une spécification maximale de 50 ppm¹⁰ est, par conséquent, de :

$$V_S^* = (s_{max} - s_7) \cdot y_5 = 0.005 \times 233,6 = 1,168\$/t \quad (8.9)$$

Toutefois, dès que l'on incorpore du biodiesel dans le gazole, en substitution à d'autres bases (généralement plus soufrées car d'origine pétrolière), on va relâcher la contrainte de teneur en soufre maximum du gazole et par conséquent réduire la valeur "soufre" attribuée au biodiesel (graphique 8.5).

Nous avons déjà évoqué que dès 2005, les raffineurs français doivent mettre sur le marché une faible partie de gazole à 10 ppm de soufre maximum. Le respect de ce taux est très coûteux pour les raffineurs (y_5 supérieur pour un gazole à 10 ppm qu'un gazole à 50 ppm, y_5 est donc fonction de s_{max}). La recette factorielle marginale du

¹⁰Rappelons que 50 ppm sont équivalents à 0,005%.

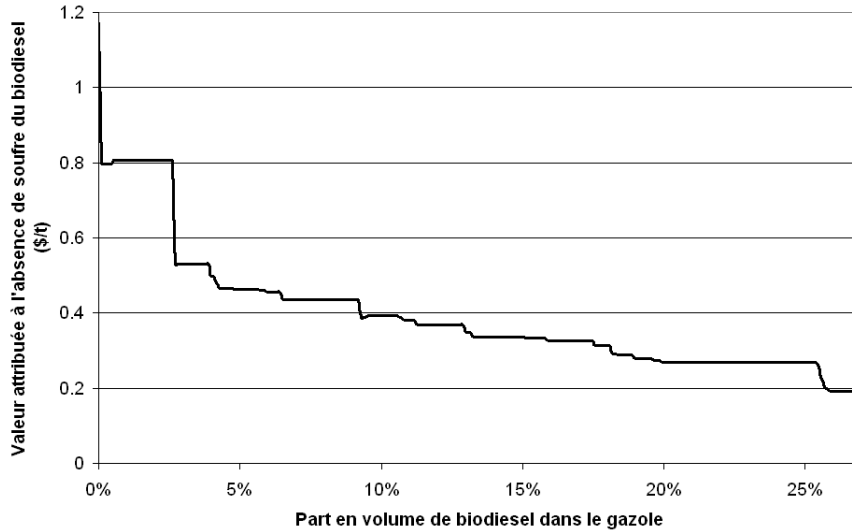


Figure 8.5 – Évolution de la valeur du biodiesel attribuée à sa teneur en soufre nulle en fonction de la quantité de biodiesel incorporée

biodiesel devrait par conséquent augmenter. D’après l’expression 8.7, une variation de s_{max} devrait se traduire par une augmentation de la recette factorielle marginale du biodiesel :

$$\frac{\partial RFm_b}{\partial s_{max}} = y_5(s_{max}) + s_{max} \cdot \frac{\partial y_5(s_{max})}{\partial s_{max}} \quad (8.10)$$

Une paramétrisation de la teneur maximale en soufre du gazole autorisée nous montre l’intérêt que le raffineur porte au biodiesel pour sa faible teneur en soufre (figure 8.6).

Le graphique 8.6 montre qu’un durcissement de 10 ppm de la spécification soufre maximale du diesel a un effet très faible sur la recette factorielle marginale du biodiesel pour le raffineur. Par la suite, la recette factorielle marginale du biodiesel augmente pour les premières unités de biodiesel incorporé. Par contre, pour atteindre une spécification maximum de 20 ppm, le raffineur est obligé d’utiliser du biodiesel (à hauteur de 1 Mt). Pour atteindre une spécification maximum de 10 ppm, le raffineur doit, sans modifier la technologie existante de sa raffinerie, incorporer au minimum 7 Mt de biodiesel qu’il est prêt à se procurer à un prix de 3 300\$/t. Les raffineurs seront, par conséquent, rapidement amenés à investir dans des unités de désulfurations pour éviter un surcoût du raffinage trop important. L’incorporation

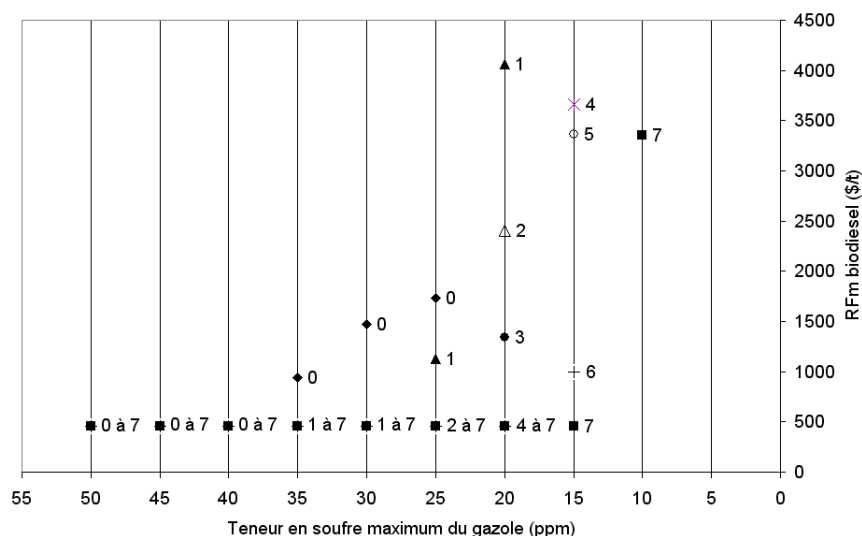


Figure 8.6 – Recette factorielle marginale des 7 premiers millions de tonnes de biodiesel pour des teneurs en soufre maximum du gazole de 50 à 10ppm

de biodiesel permet toutefois aux raffineurs de relâcher leurs contrainte soufre, ce qui se traduit par une moindre utilisation des unités de désulfuration et un coût marginal du gazole plus faible (tableau 8.4).

Q^t (Mt) biodiesel	C_m (\$/t) gazole	VD_{Soufre} gazole (\$/t)	Charge unité HDS (Mt)
0	533,9	183,5	27,954
7,56	520,25	145,05	22,416

Tableau 8.4 – Relâchement de la contrainte soufre par incorporation de biodiesel

A moyen et long terme nous pouvons envisager que des niveaux importants d'incorporation de biodiesel auront des effets non négligeables sur les investissements des raffineurs français en unités de désulfurations ou de production de gazole à très faible teneur en soufre (hydrocraqueur). Nous nous intéresserons à cette question dans la suite de notre analyse.

Le coût lié à la faible valeur énergétique du biodiesel

Nous déjà évoqué le fait que le biodiesel présente un contenu énergétique inférieur à celui du gazole. Cette caractéristique réduit la valeur que les raffineurs sont prêts à

accorder à une tonne de biodiesel. Le coût lié à cette caractéristique est proportionnel au coût marginal de production du gazole (y_1). D'après l'équation 8.5 de la recette factorielle marginale du biodiesel, nous avons :

$$\frac{\partial RFm_b}{\partial y_1} = -\left(1 - \frac{PCI_b}{PCI_g}\right) < 0 \quad (8.11)$$

Cette caractéristique réduit la recette factorielle marginale du biodiesel de 50 à 65\$/t, ce qui représente la caractéristique la plus défavorable à l'incorporation du biodiesel (figure 8.7).

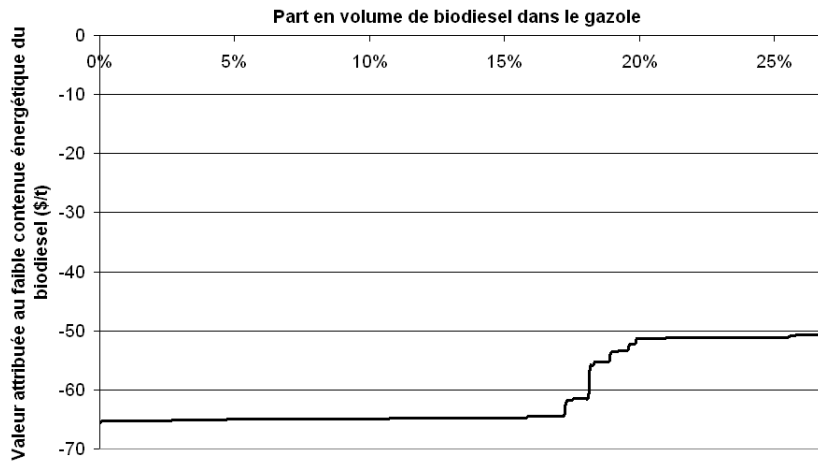


Figure 8.7 – Évolution de la valeur du biodiesel attribuée au faible contenu énergétique du biodiesel en fonction de la quantité de biodiesel incorporée

Les coûts liés à la densité et à la viscosité élevées du biodiesel

De la même manière que pour le soufre, l'évolution de la densité et de la viscosité du gazole ainsi que les coûts associés aux contraintes de densité (y_3) et de viscosité (y_4) maximum du gazole peuvent être calculés à chaque optimum obtenu en fonction de la quantité de biodiesel incorporée. La saturation des contraintes précédentes peut entraîner une baisse de la recette factorielle marginale du biodiesel. D'après

l'équation 8.7, nous avons :

$$\frac{\partial RFm_b}{\partial y_3} = \frac{1}{d_{max}} - \frac{1}{d_7} < 0 \quad (8.12)$$

$$\text{et } \frac{\partial RFm_b}{\partial y_4} = v_{max} - v_7 = 0 \quad (8.13)$$

Par conséquent, la saturation de la contrainte de densité maximum du gazole a pour effet de réduire la recette factorielle marginale du biodiesel, alors que le coût associé à la contrainte de viscosité maximum du gazole aura un effet nul sur la recette factorielle marginale du biodiesel. Elle pourra toutefois être indirectement défavorable à son incorporation car le coût associé à cette contrainte aura un effet sur toutes les recettes factorielles marginales des autres bases gazole.

Une incorporation croissante de biodiesel aura pour effet d'accroître la tension sur la contrainte de densité maximum du gazole et par conséquent d'accroître le coût associé à cette contrainte qui se répercutera sur la recette factorielle marginale du biodiesel de la manière présentée sur la figure 8.8.

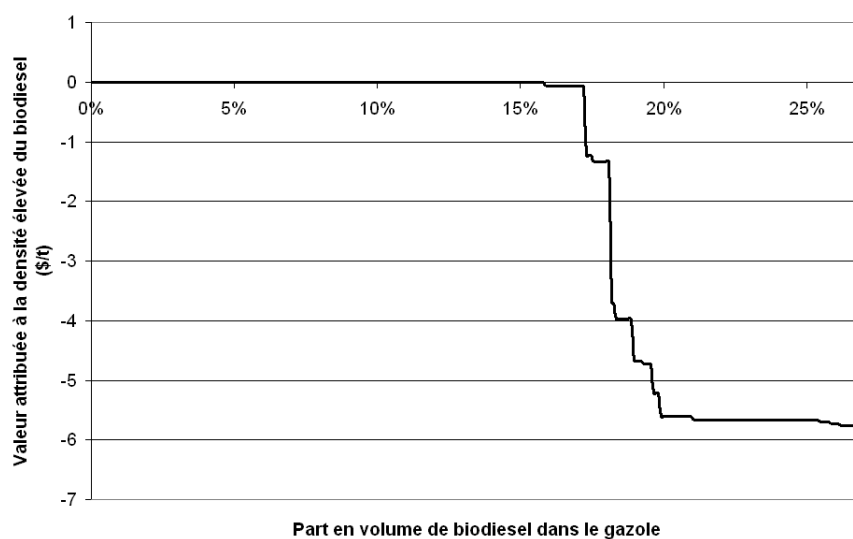


Figure 8.8 – Évolution du coût (valeur négative) du biodiesel attribué à sa densité élevée en fonction de la quantité de biodiesel incorporée

Additifs pro-cétane et biodiesel

Le respect de la spécification cétane du gazole (IC=51) est coûteux pour les raffineurs. Pour atteindre la spécification, les raffineurs ont recours à des additifs pro-

cétane. Introduits en faible quantité, ces additifs permettent d'augmenter l'indice de céthane du gazole de manière proportionnelle à la quantité introduite. Les raffineurs produisent un gazole à l'indice de céthane inférieur à la spécification. Ils ajoutent ensuite au gazole produit des additifs pro-cétane. Les raffineurs peuvent augmenter jusqu'à 4 points l'indice de céthane du gazole avec ces additifs.

Le modèle de raffinage utilisé impose aux raffineurs de produire du gazole à l'indice de céthane supérieur à 47. Les raffineurs ne saturent pas cette contrainte. Le gazole du modèle présente à l'optimum un indice de céthane de 49,9. Imposer la production d'un gazole à l'indice de céthane supérieur ou égal à 51 se traduit pour les raffineurs par un surcoût de 345,4 millions de dollars. Ce coût correspond à une augmentation de 1,1 point de l'indice de céthane des 26 Mt de gazole produites, soit un coût moyen de 12,15\$ par tonne de gazole et point de céthane supplémentaire. Le prix des additifs pro-cétane étant, en 1999, d'environ 0,35 à 0,40\$ pour augmenter d'un point de céthane une tonne de gazole (CONCAWE, 1999), nous comprenons l'intérêt des raffineurs pour ces additifs dont l'utilisation entraîne un coût total de 11,36 M\$.

L'indice de céthane élevé du biodiesel semble présenter un intérêt pour les raffineurs qui voient le coût d'opportunité du biodiesel augmenter au fur et à mesure que l'indice de céthane minimum exigé croît, jusqu'à atteindre 964\$/t pour un indice de céthane du gazole de 51 (figure 8.9).

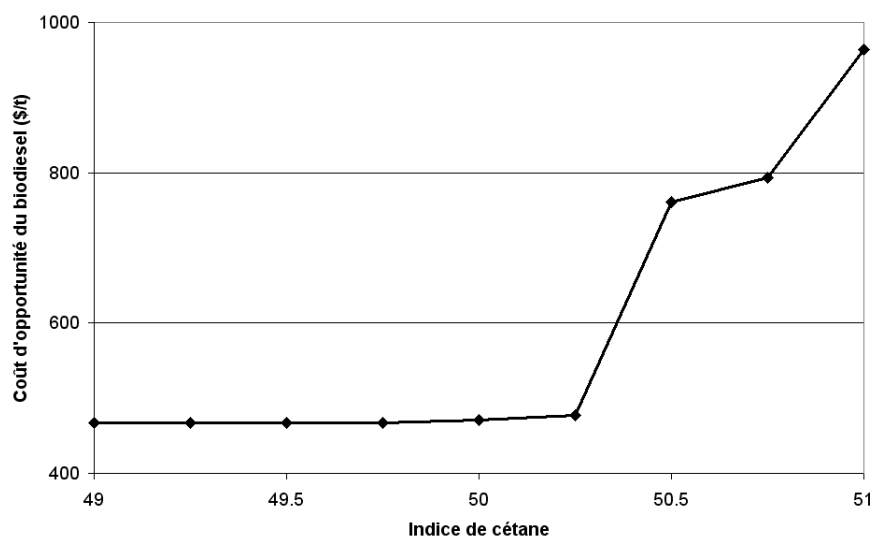


Figure 8.9 – Évolution du coût d'opportunité du biodiesel en fonction de l'indice de céthane minimum exigé

Afin d'évaluer l'intérêt du biodiesel pour les raffineurs français en substitution aux additifs pro-cétane, nous avons suivi l'évolution de l'indice de cétane du gazole produit en fonction de la quantité de biodiesel incorporée. L'utilisation du biodiesel augmentant l'indice de cétane du gazole, les raffineurs réduiront l'utilisation de leur additif pro-cétane de manière à atteindre un indice de cétane de 51. Le coût en additifs pro-cétane dépend, par conséquent, directement de la différence entre l'indice de cétane effectif du gazole produit et l'indice de cétane cible (51) (figure 8.10).

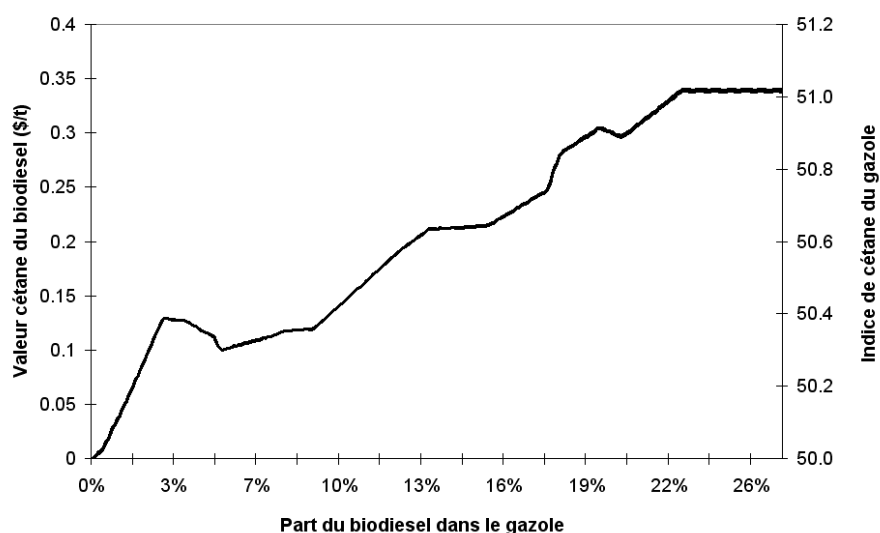


Figure 8.10 – Évolution de la valeur du biodiesel liée à l'indice de cétane du gazole et de l'indice de cétane du gazole en fonction de la quantité de biodiesel incorporée au gazole

La valeur que les raffineurs français attribuent à l'indice de cétane du biodiesel pour la production d'un gazole à l'indice de cétane de 51 est croissante puisque cette valeur correspond à l'économie d'additifs procétanes réalisée au fur et à mesure que l'on incorpore du biodiesel.

Additifs de lubrification et biodiesel

La description des caractéristiques techniques du biodiesel a montré que l'utilisation du biodiesel dans le gazole en très faible quantité (1% à 2% en volume) permet d'améliorer considérablement le pouvoir lubrifiant du gazole. Habituellement, les raffineurs utilisent des additifs de lubrification (ou lubrification) dans le gazole pour

améliorer son pouvoir lubrifiant. Les additifs de lubrification ont fait leur apparition suite aux sévèrisations des spécifications de teneur en soufre du gazole en 2005. Leur utilisation sera accrue en 2010, date à laquelle la teneur en soufre maximum du gazole sera réglementée à 10 ppm maximum. L'intérêt économique que les raffineurs français peuvent retirer de l'utilisation du biodiesel par rapport à son pouvoir lubrifiant ne peut être évalué à l'aide du modèle de raffinage utilisé étant donné que cette qualité n'a pas été modélisée. Toutefois nous pouvons l'évaluer de façon comptable. D'après Air Resources Board (2003), les coûts supplémentaires d'additifs de lubrification du gazole qu'entraîne le passage d'un gazole à 50 ppm à un gazole à basse teneur en soufre (15ppm) sont compris entre 0,64 et 1,9 \$/t¹¹. Étant donné qu'en Europe le gazole a vocation à être, non pas à 15 ppm, mais à 10ppm en 2010, nous retiendrons la valeur haute du surcoût des additifs de lubrification. L'utilisation du biodiesel au delà de 1% en volume (soit 0,94% en masse) accroît la valeur du biodiesel d'environ 1,9\$/t pour ses propriétés lubrifiantes dans le cas d'une utilisation dans un gazole à 50 ppm. L'évolution de la valeur attribuée au pouvoir lubrifiant du biodiesel en fonction de la quantité de biodiesel incorporée est présentée sur le graphique 8.11.

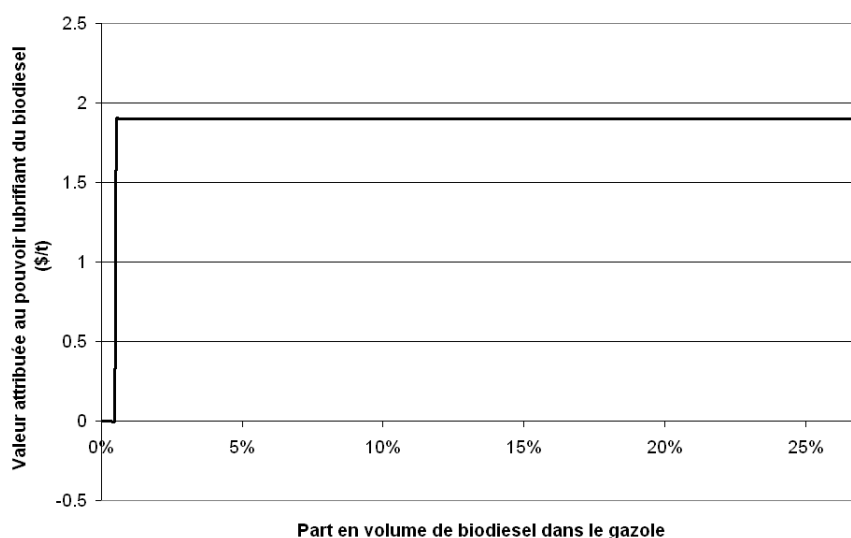


Figure 8.11 – Évolution de la valeur du biodiesel attribuée au bon pouvoir lubrifiant du biodiesel en fonction de la quantité de biodiesel incorporée pour un gazole à 50ppm de soufre

Par ailleurs nous estimons que la dose d'additif de lubrification est deux fois plus

¹¹Soit un coût de 0,053\$/hl à 0,1585\$/hl de gazole.

importante avec un gazole à 10ppm qu'à 50ppm et que par conséquent le coût évité par l'utilisation du biodiesel en substitution à des additifs de lubrification est de 1,9\$/t pour un gazole à 50ppm et de 3,8\$/t pour un gazole à 10ppm.

8.3 Intérêt du biodiesel à moyen terme

Méthodologie

A l'horizon 2010, les raffineurs français seront amenés à incorporer plus de 7% de biodiesel dans leur gazole. De tels niveaux d'incorporation sont susceptibles de modifier les décisions d'investissement des raffineurs français pour l'année 2010. Si c'est effectivement le cas, il est possible d'accorder une valeur supplémentaire au biodiesel incorporé à l'année 2010 pour la réduction des charges annuelles d'investissement qu'entraîne son utilisation. Afin de tester si les choix d'investissement sont modifiés par l'incorporation de biodiesel, nous allons élaborer un scénario pour l'année 2010 sur lequel reposent les choix d'investissement des raffineurs. Ensuite, par paramétrisation des quantités de biodiesel incorporées, nous déterminerons l'influence de l'incorporation du biodiesel sur les capacités des unités dans lesquelles les raffineurs auront investi.

Le scénario 2010

L'élaboration du scénario pour l'année 2010, sur lequel se base l'analyse à moyen terme de la demande de biodiesel par l'industrie française du raffinage, repose sur la détermination des demandes de produits pétroliers, des spécifications des produits pétroliers en vigueur en 2010 et, l'identification des unités susceptibles de faire l'objet de projets d'investissement d'ici à 2010.

Les demandes de produits pétroliers retenues sont basées sur les résultats du modèle de prévision de la demande française en produits pétroliers. Ce modèle, développé par l'IFP, repose sur les évolutions tendanciennes des demandes de produits pétroliers ainsi que sur un modèle de prévision de la demande française de carburant basé sur l'évolution des flottes de véhicules (cf. annexe 6 du rapport de Rozakis et al., 2005). La structure de demande en produits pétroliers retenue dans le scénario 2010 est

détaillée dans le tableau 8.5, ainsi que les évolutions des normes de teneur en soufre maximum des produits pétroliers entrant en vigueur dès 2009.

Demande (Mt/an)	2005	2010
GPL	2.7	2.2
Naphta	6.1	8
Essence	11	9.1
Jet Fuel	6.1	6.9
Gazole	31	36.1
Fuel domestique	16	14.5
Fuel lourds	5.8	5.8
Bitume	3.4	3.4
Spécification teneur en soufre max. des produits finis (ppm)		
Carburants (gazole, essence)	50	10
Fuel domestique	2000	1000

Source :DGEMP-DIREM (2006) pour 2005 et IFP pour 2010

Tableau 8.5 – Demandes et spécifications des produits pétroliers retenues pour le scénario 2010

D’après les prévisions des demandes de produits pétroliers de la France à l’horizon 2010 élaborées par l’IFP, le déséquilibre de la demande de carburants va s’accroître en faveur du gazole. De même, l’écart entre les demandes de produits pétroliers légers (naphta, carburéacteur) et lourds (fioul domestique, fioul lourd, bitume) s’accroîtra au détriment des produits lourds.

Pour préparer la mise sur le marché des produits pétroliers à l’horizon 2010, deux unités d’hydrodésulfuration à pression élevée d’hydrogène ont été construites dans les raffineries de Port Jérôme en 2004 et de Lareva en 2005. Par ailleurs, les raffineurs français investissent dans des unités leur permettant de réduire leur déficit en distillats moyens (gazole, jet fioul et fioul domestique) à partir de bruts plus lourds et plus soufrés. Les unités concernées sont les hydrocraqueurs. Ce type d’investissement a été entrepris par le groupe Total qui, en 2006, a démarré une unité d’hydrocraquage des distillats après 2 ans de construction. Cette unité permettrait de traiter de 2,4 Mt de distillats lourds dont 1,3 Mt de gazole léger et peu soufré¹².

Les investissements réalisés donnent un aperçu des besoins en investissement de l’industrie française de raffinage à l’horizon 2010, sur lesquels va s’appuyer notre analyse

¹²Source : de Lavarène, F. (nov. 2004) “Raffinage : un projet majeur en normandie”, Revue Total-Energies n°6.

à moyen terme. Dans nos simulations à 2010, nous évaluerons les choix d'investissement des raffineurs français dans des unités d'hydrocraquage et la modernisation (revamp) de leurs unités d'hydrodésulfuration.

Enfin, nous ferons l'hypothèse, pour cette analyse, que la structure des prix des facteurs de production et des produits pétroliers ainsi que la structure d'approvisionnement en pétrole brut de l'année 2010 resteront inchangées par rapport à celles de l'année 2005.

Les résultats des simulations pour l'année 2010

Les résultats du modèle à l'année 2010 reposent sur le calibrage du modèle effectué à l'année 2005, dans lequel nous avons modifié la structure de la demande, les spécifications des produits pétroliers ainsi que les possibilités d'investissements. Nous avons également laissé aux raffineurs français la possibilité d'importer en quantités voulues les produits habituellement importés (gas-oil Russe, fioul domestique et carburacteur) et d'exporter en quantités voulues les produits pétroliers généralement exportés (essences, fiouls lourds). Cette flexibilité garantit le respect de la structure des coûts de production (compris entre les prix d'import et d'export) au détriment des quantités produites. Le coût de 28,76 \$/t de charge retenu pour l'unité d'hydrocraquage est basé sur le coût d'investissement (coût d'investissement en limite de batterie (ISBL) avec 40% d'offsite) d'une unité de 2 Mt de charge par an (source IFP à partir de Chauvel et al., 1985). Le coût de 5,47 \$/t associé à la modernisation des unités d'HDS a été calculé par l'IFP à partir de l'augmentation de la consommation d'hydrogène occasionnée par un accroissement de sévérité du traitement permis par la modernisation effectuée.

Afin d'étudier l'effet de l'incorporation de biodiesel sur l'industrie du raffinage, nous allons tout d'abord décrire la production de la raffinerie française modélisée pour l'année 2010 sans incorporation de biodiesel. En 2010, les raffineurs investissent dans des unités d'hydrocraquage de capacité totale en charge de 10,5 Mt, soit approximativement 5 unités de 2 Mt, et décident de moderniser l'ensemble de leurs unités d'hydrodésulfuration pour une capacité totale de charge de 23,7 Mt. Ces investissements permettent aux raffineurs français de produire un gazole à 556,7 \$/t pour lequel seule la qualité de teneur en soufre maximum est contraignante et représente un coût de 2,1 \$/t. A ce même optimum, le coût d'opportunité d'entrée en base du

biodiesel est de 488,6 \$/t.

Biodiesel et choix d'investissement des raffineurs

Sur la base de cette situation, nous construisons la courbe de demande en biodiesel des raffineurs par paramétrisation des quantités du biodiesel (figure 8.12).

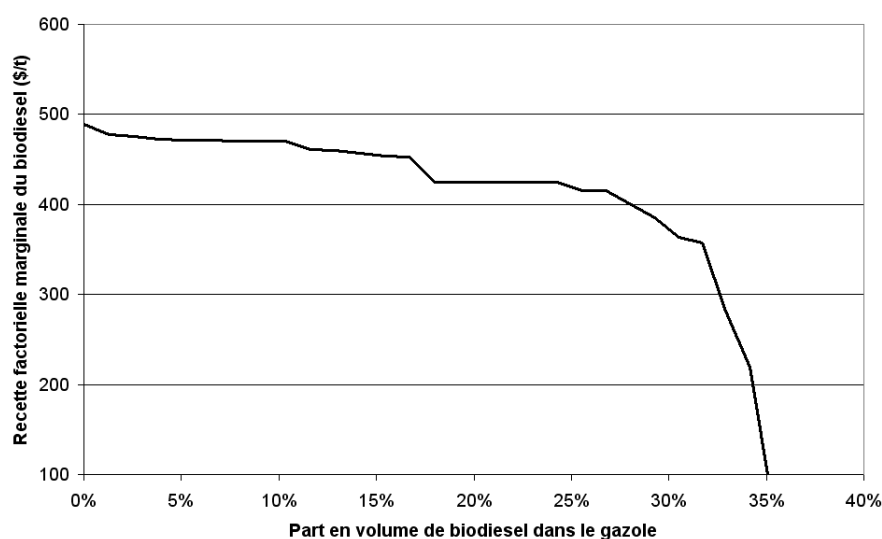


Figure 8.12 – Courbe de demande de biodiesel pour l'année 2010

La demande de biodiesel pour l'année 2010 est similaire à celle obtenue pour l'année 2005. Au fur et à mesure que les raffineurs incorporent du biodiesel dans leur pool gazole, les investissements en unités d'hydrocraquage et en modernisation d'unité d'HDS¹³ diminuent (figure 8.13).

Si les capacités dans lesquelles les raffineurs investissent, diminuent quand la quantité de biodiesel incorporée augmente, c'est que les bases gazole produites par ces unités sont substituées par le biodiesel. Les substitutions entre bases se faisant en fonction des niveaux relatifs des recettes factorielles marginales des bases, il nous faut décomposer les recettes factorielles marginales des bases provenant de ces unités. Prenons l'exemple simplifié de la production de gazole (x_1) à partir de 4 bases : une base provenant de la nouvelle unité d'hydrocraquage (x_2 à partir de la charge

¹³En raffinage la modernisation des unités d'une raffinerie est qualifiée de "revamp"

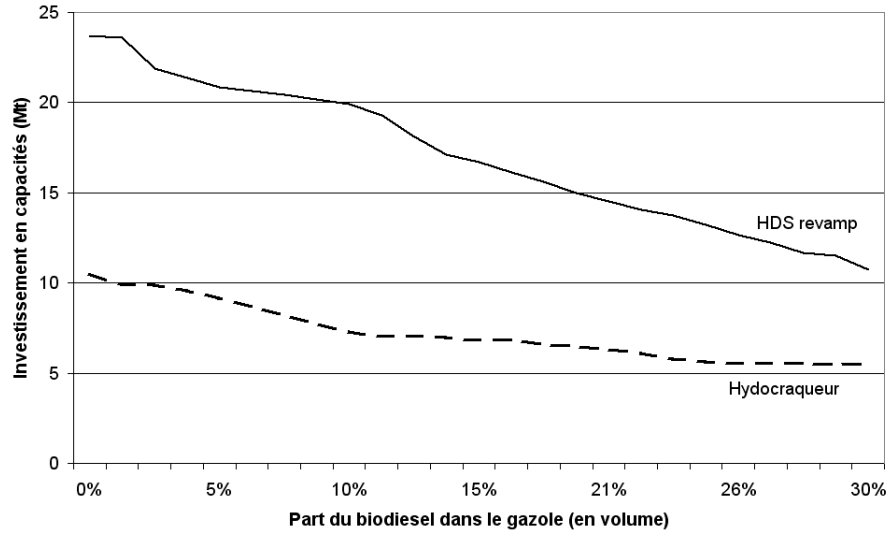


Figure 8.13 – Évolution des investissements en capacités d’hydrocraqueur et modernisation d’unité d’HDS en fonction de la quantité de biodiesel incorporée dans le pool gazole

x_3 avec un rendement r_3), une base provenant de l’unité d’HDS nouvellement modernisée (x_4 produite à partir de la charge x_5 avec un rendement r_5), une base x_6 provenant d’une unité plus ancienne et une base biodiesel (x_7).

	Variables							RHS	VD
	x_1	x_2	x_3	x_4	x_5	x_6	x_7		
F.O. Coût	0	c_2	c_3	c_4	c_5	c_6	c_7		
Demande	1	0	0	0	0	0	$-(1-\frac{PCI_b}{PCI_g})$	\geq	D_g (y_1)
Bilan matière	± 1	± 1	0	± 1	0	± 1	± 1	$=$	0 (y_2)
Densité max.	$\frac{1}{d_{max}}$	$-\frac{1}{d_2}$	0	$-\frac{1}{d_4}$	0	$-\frac{1}{d_6}$	$-\frac{1}{d_7}$	\geq	0 (y_3)
Soufre max.	s_{max}	$-s_2$	0	$-s_4$	0	$-s_6$	$-s_7$	\geq	0 (y_4)
Cétane min.	$-\frac{l_{min}}{d_1}$	$\frac{l_2}{d_2}$	0	$\frac{l_4}{d_4}$	0	$\frac{l_6}{d_6}$	$\frac{l_7}{d_7}$	\geq	0 (y_5)
Bilan hydrocraquage	0	-1	r_3	0	0	0	0	$=$	0 (y_6)
Bilan HDS revamp	0	0	0	-1	r_5	0	0	$=$	0 (y_7)

Tableau 8.6 – Programme primal simplifié de moyen terme du raffinage

Avec : x_j : variables primales ou physiques, $\forall j \in [1, 7]$
 y_j : variables duales ou économiques, $\forall j \in [1, 7]$
 c_j : coût de production des facteurs j, pour $j = [2, 4, 6, 7]$,
 c_j : coûts d'amortissement économique, pour $j = [3, 5]$,
 D_g : demande de gazole adressée aux raffineries françaises,
 d_{max} : spécification de densité maximum du gazole,
 d_j : densité du produit j, pour $j = [1, 2, 4, 6, 7]$,
 v_{max} : spécification de viscosité maximum du gazole,
 v_j : indice de viscosité du facteur j, pour $j = [2, 4, 6, 7]$,
 s_{max} : spécification de teneur en soufre maximum du gazole,
 s_j : teneur en soufre du facteur j, pour $j = [2, 4, 6, 7]$,
 l_{min} : spécification d'indice de cétane minimum du gazole,
 l_j : indice de cétane du facteur j, pour $j = [2, 4, 6, 7]$,
 t_{min} : spécification de point trouble minimum du gazole,
 t_j : indice de point trouble du facteur j, pour $j = [2, 4, 6, 7]$,

A ce programme primal est associé le programme dual présenté par le tableau 8.7.

	Variables							RHS	VD	
	y_1	y_2	y_3	y_4	y_5	y_6	y_7			
F.O. Duale	D_g	0	0	0	0	0	0			
Eq.1 Cm _g	1	1	$\frac{1}{d_{max}}$	s_{max}	$-\frac{l_{min}}{d_1}$	0	0	\leq	0	(x_1)
Eq. RFm ₂	0	1	$-\frac{1}{d_2}$	$-s_2$	$\frac{l_2}{d_2}$	-1	0	\leq	c_2	(x_2)
Eq.3 Hydrocraquage	0	0	0	0	0	r_3	0	\leq	c_3	(x_3)
Eq. RFm ₄	0	1	$-\frac{1}{d_4}$	$-s_4$	$\frac{l_4}{d_4}$	0	-1	\leq	c_4	(x_4)
Eq.5 HDS revamp	0	0	0	0	0	0	r_5	\leq	c_5	(x_5)
Eq. RFm ₆	0	1	$-\frac{1}{d_6}$	$-s_6$	$\frac{l_6}{d_6}$	0	0	\leq	c_6	(x_6)
Eq. RFm _b	$-(1-\frac{PCI_b}{PCI_g})$	1	$-\frac{1}{d_7}$	$-s_7$	$\frac{l_7}{d_7}$	0	0	\leq	c_7	(x_7)

Tableau 8.7 – Programme dual simplifié de moyen terme du raffinage

Les équations 3 et 5 du programme dual correspondent à la contrainte de valorisation maximale des unités nouvellement construites. Ces contraintes sont saturées à l'optimum et nous avons :

$$y_6 = \frac{c_3}{r_3} \text{ et } y_7 = \frac{c_5}{r_5} \quad (8.14)$$

Ce qui nous permet d'écrire, en remplaçant y_6 dans les équations 2 et 4 du programme dual, les équations de recette factorielle marginale de moyen terme des bases gazole

(x_2 et x_4) en fonction du coût d'amortissement économique :

$$RFm_2 = y_2 - \frac{1}{d_2} \cdot y_3 - s_2 \cdot y_4 + \frac{l_2}{d_2} \cdot y_5 - \frac{c_3}{r_3} \leq c_2 \quad (8.15)$$

$$RFm_4 = y_2 - \frac{1}{d_4} \cdot y_3 - s_4 \cdot y_4 + \frac{l_4}{d_4} \cdot y_5 - \frac{c_5}{r_5} \leq c_4 \quad (8.16)$$

A l'optimum, les raffineurs saturent la contrainte duale de valorisation des capacités disponibles d'hydrocraquage et de HDS modernisé. Nous avons donc :

$$RFm_2 = c_2 \text{ et } RFm_4 = c_4 \quad (8.17)$$

La recette factorielle marginale du biodiesel (RFm_b) est, quant à elle, égale à :

$$RFm_b = -(1 - \frac{PCI_b}{PCI_g}) \cdot y_1 + y_2 - \frac{1}{d_7} \cdot y_3 - s_7 \cdot y_4 + \frac{l_7}{d_7} \cdot y_5 \quad (8.18)$$

En soustrayant l'équation de recette factorielle marginale de la base provenant de l'unité d'hydrocraquage nouvellement construite à celle du biodiesel, nous sommes en mesure d'exprimer la valeur relative du biodiesel par rapport à la valeur de la base provenant de l'unité d'hydrocraquage :

$$\begin{aligned} RFm_b = c_2 - (1 - \frac{PCI_b}{PCI_g}) \cdot y_1 - (\frac{1}{d_7} - \frac{1}{d_2}) \cdot y_3 \\ - (s_7 + s_2) \cdot y_4 + (\frac{l_7}{d_7} - \frac{l_2}{d_2}) \cdot y_5 + \frac{c_3}{r_3} \end{aligned} \quad (8.19)$$

Par rapport à cette base, la valorisation marginale du biodiesel présente un terme positif, donc qui accroît sa valeur, propre aux investissements dans l'unité d'hydrocraquage effectués par les raffineurs. Cette valeur est égale au coût marginal de revient économique annuel de long terme, c'est-à-dire au coût de l'investissement total ramené à la capacité de l'unité et actualisé sur la vie économique du procédé. De même, nous pouvons exprimer la valeur relative du biodiesel par rapport à la valeur de la base provenant de l'unité d'hydrodésulfuration nouvellement modernisée :

$$\begin{aligned} RFm_b = c_4 - (1 - \frac{PCI_b}{PCI_g}) \cdot y_1 - (\frac{1}{d_7} - \frac{1}{d_4}) \cdot y_3 \\ - (s_7 + s_4) \cdot y_4 + (\frac{l_7}{d_7} - \frac{l_4}{d_4}) \cdot y_5 + \frac{c_5}{r_5} \end{aligned} \quad (8.20)$$

La recette factorielle marginale du biodiesel présente également un terme positif relatif aux coûts de modernisation de l'unité d'hydrodésulfuration.

En effectuant des corrélations entre la quantité de biodiesel incorporée dans le gazole et la quantité de capacités d'HDS modernisé et d'hydrocraqueur dans lesquels les

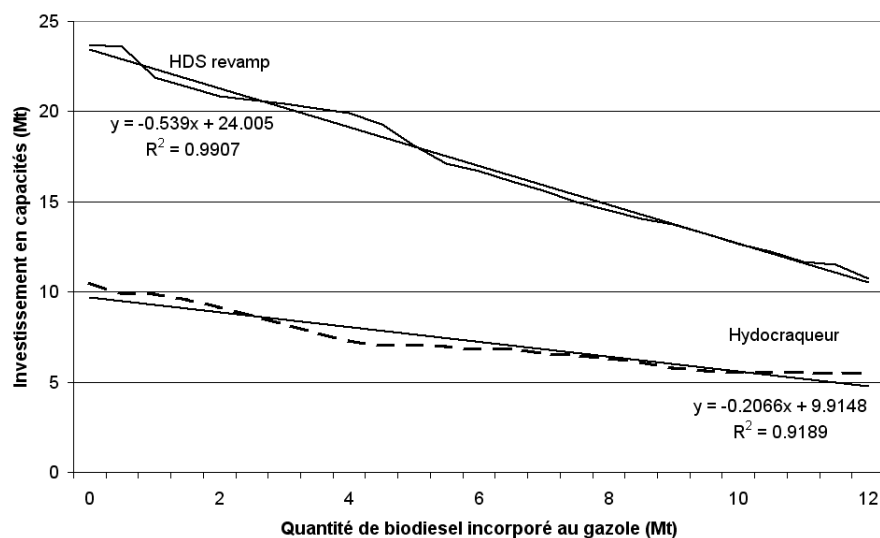


Figure 8.14 – Corrélations entre les décisions d’investissement des raffineurs et la quantité de biodiesel incorporée

raffineurs investissent, nous pouvons estimer quel est, en moyenne, l’effet de l’incorporation d’une tonne de biodiesel sur les décisions d’investissement des raffineurs (figure 8.14).

En moyenne, pour des quantités de biodiesel incorporées comprises entre 0 et 12 Mt, chaque tonne de biodiesel incorporée permet de réduire de 0,54 tonnes la capacité de l’unité d’HDS à moderniser et de 0,2 tonnes la capacité de l’unité d’hydrocraquage à construire. Les coûts économiques annuels d’amortissement étant connus, nous pouvons exprimer la valeur marginale supplémentaire du biodiesel (V_I) liée à la réduction de ces investissements de la manière suivante :

$$V_I = 0,2 \times c_3 + 0,54 \times c_5 \quad (8.21)$$

Tant qu’une tonne de biodiesel se substituera aux bases gazole produites par les unités dans lesquelles les raffineurs ont nouvellement investi, alors nous pouvons attribuer au biodiesel la valeur d’“investissement” (V_I).

8.4 Compilation des valeurs attribuées au biodiesel par les raffineurs français

La recette factorielle marginale du biodiesel pour les raffineurs français a été décomposée en plusieurs termes correspondant aux valeurs liées aux aspects “quantitatif”, “qualitatifs” et d’“investissement” du biodiesel.

La valeur liée à l’aspect “quantitatif” du biodiesel correspond au prix CIF d’import du gazole, d’un montant de 537\$/bl pour un prix du brut de 54\$/bl à l’année 2005.

Les valeurs “qualitatives” du biodiesel sont liées aux valeurs relatives des caractéristiques physico-chimiques du biodiesel par rapport aux valeurs cibles des qualités correspondantes du gazole qui sont contraignantes à respecter. Nous avons distingué les valeurs liées aux caractéristiques d’indice de cétane, de densité maximum, de pouvoir lubrifiant, de contenu énergétique et de contenu en soufre (figure 8.15¹⁴).

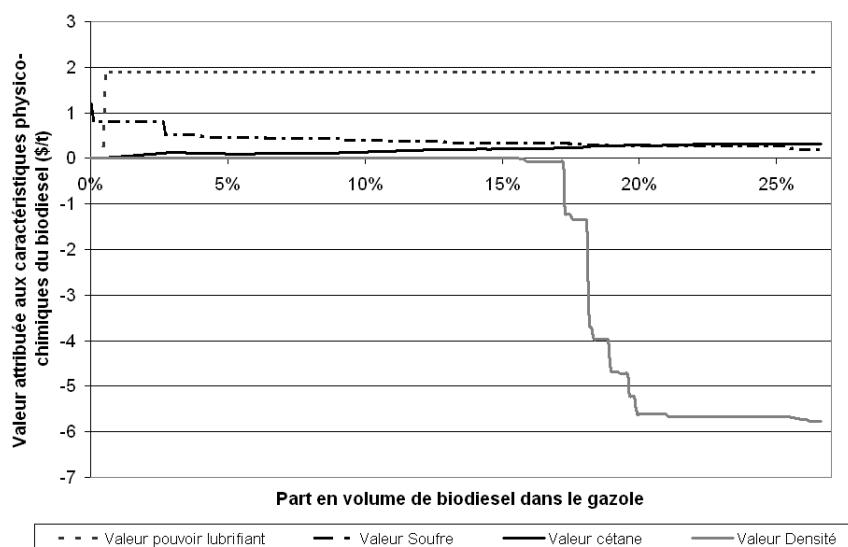


Figure 8.15 – Valeurs attribuées aux qualités du biodiesel

La figure 8.15 confirme que les caractéristiques physico-chimiques du biodiesel favorables à son incorporation sont la teneur en soufre, l’indice de cétane, le pouvoir lubrifiant. De même, les caractéristiques physico-chimiques du biodiesel défavorables à l’incorporation de biodiesel sont la densité et le contenu énergétique du biodiesel.

¹⁴Nous n’avons pas représenté la valeur liée à l’aspect énergétique du biodiesel pour ne pas écraser les courbes des valeurs associées aux autres qualités

Ce graphique nous permet également d’apprécier les valeurs relatives des différentes qualités composant la recette factorielle marginale du biodiesel. **Sans conteste, la faible valeur énergétique du biodiesel est la qualité la plus handicapante du biodiesel. Les effets de la densité et du pouvoir lubrifiant du biodiesel ne sont pas non plus négligeables.**

La recette factorielle marginale du biodiesel prenant en compte l’ensemble des qualités s’exprime par conséquent de la manière suivante :

$$\begin{aligned}
 RFm_b = & \underbrace{y_1}_{\text{quantite}} - \underbrace{\left(1 - \frac{PCI_b}{PCI_g}\right) \cdot y_1}_{\text{energie}} + \underbrace{\left(\frac{1}{d_{max}} - \frac{1}{d_7}\right) \cdot y_3}_{\text{densite}} + \underbrace{(v_{max} - v_7) \cdot y_4}_{\text{viscosite}} \\
 & + \underbrace{(s_{max} - s_7) \cdot y_5}_{\text{soufre}} + \underbrace{\left(\frac{l_7}{d_7} - \frac{l_{min}}{d_1}\right) \cdot y_6 + z_6 \cdot c_{cetane}}_{\text{cetane}} \\
 & + \underbrace{(t_7 - t_{min}) \cdot y_7}_{\text{point trouble}} + \underbrace{c_{lubrifiant} \cdot \theta}_{\text{lubrification}} \quad (8.22)
 \end{aligned}$$

Avec : c_{cetane} : coût des additifs pro-cétane en \$/hl de gazole/pt de cetane

$c_{lubrifiant}$: coût des additifs de lubrification en \$/t de gazole

θ : variable booléenne, $\theta = 0$ pour $0\% \leq y_7 < 1\%$, $\theta = 1$ pour $y_7 \geq 1\%$

L’évolution de la recette factorielle marginale du biodiesel à court terme en fonction de la quantité de biodiesel incorporée dans le pool gazole nous donne la courbe de demande du biodiesel, présentée sur la figure 8.16.

A court terme et au niveau national, l’incorporation de biodiesel au gazole à hauteur de 17% en volume ne semble poser aucun problème d’ordre technique relatif au raffinage. Pour des niveaux d’incorporation supérieurs, les raffineurs doivent faire face à l’augmentation de densité du gazole dans lequel a été incorporé du biodiesel. Entre 17% et 27% d’incorporation en volume, l’utilisation du biodiesel devient légèrement contraignante d’un point de vue économique du fait de la saturation de la contrainte de densité maximum du gazole. Au delà de 27%, l’incorporation devient trop contraignante d’un point de vue technico-économique. Les raffineurs n’ont par conséquent aucun intérêt à dépasser ce taux d’incorporation.

A moyen et long terme, il faut ajouter aux valeurs “quantitatives” et “qualitatives” du biodiesel la valeur liée à la réduction des investissements. Cette valeur “investis-

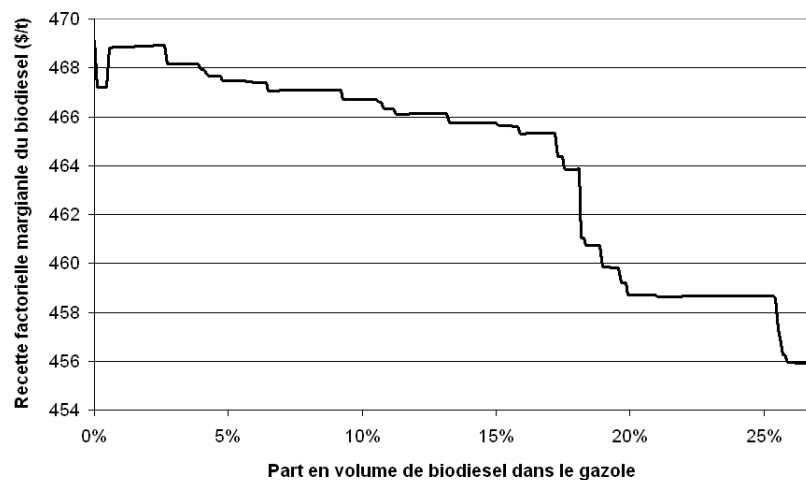


Figure 8.16 – Courbe de demande inverse du biodiesel à court terme

sement” accroît la valeur du biodiesel par rapport à une situation de court terme. Comme nous l’avons démontré précédemment, en 2010, le pouvoir lubrifiant du biodiesel permettra d’économiser davantage d’additifs de lubrification étant donné que le gazole produit présentera une spécification maximum de soufre de 10 ppm. Une valeur de pouvoir lubrifiant de 3,8\$/t est donc accordée au biodiesel. Par contre, en 2010, le raffineur produit naturellement un gazole d’indice de cétane supérieur à 51 car il est contraint d’utiliser davantage de bases de bonnes qualités pour respecter la spécification soufre. Par conséquent, aucune valeur n’est attribuée au biodiesel pour son indice de cétane de 51. A moyen terme, la courbe de demande du biodiesel est présentée sur la figure 8.17.

A l’horizon 2010, les choix d’investissement des raffineurs sont susceptibles de réduire l’intérêt du biodiesel aux yeux des raffineurs. Une politique de promotion du biodiesel devrait par conséquent chercher à limiter indirectement les investissements en unité d’hydrodésulfuration des raffineurs.

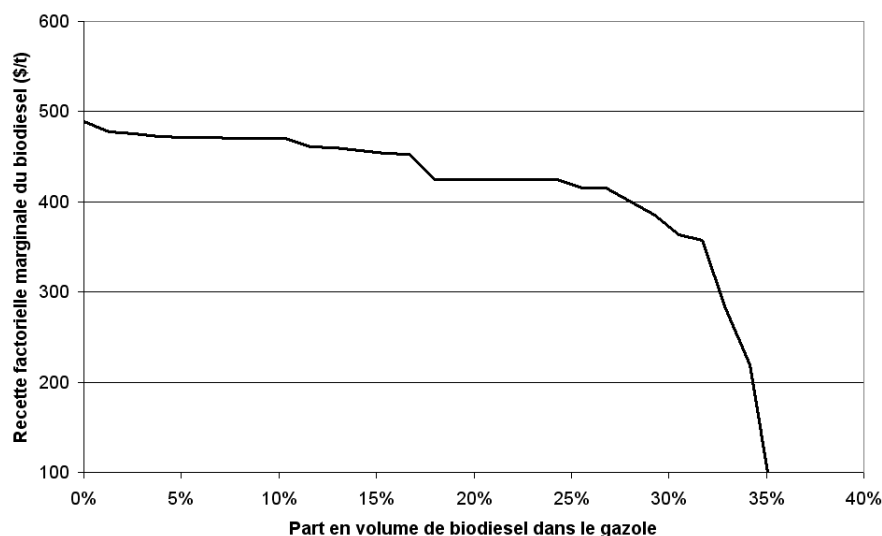


Figure 8.17 – Courbe de demande inverse du biodiesel à moyen terme (2010)

Dans ce chapitre nous avons construit la courbe de demande et décomposé la recette factorielle marginale ou valorisation marginale du biodiesel. Nous avons ainsi pu décrire comment les caractéristiques physico-chimiques du biodiesel et du gazole influencent l'intérêt que les raffineurs ont pour le biodiesel. Nous avons notamment chiffré l'intérêt ou le moindre intérêt que présente le biodiesel par rapport au gazole du fait de sa faible valeur énergétique, de son relativement bon indice de cétane, de sa viscosité élevée, de son bon pouvoir lubrifiant, de sa densité élevée et de son point de trouble. Son faible contenu énergétique est la caractéristique et sa densité élevée jouent négativement alors que son intérêt en termes de pouvoir lubrifiant joue de manière positive sur sa recette factorielle marginale. Jusqu'à 17% en volume, l'incorporation de biodiesel ne pose aucun problème technique lorsque l'on prend en compte ses caractéristiques physico-chimiques dès la phase de mélange des bases gazole. Pour un prix de 54\$/bl, les raffineurs sont prêts à acheter le biodiesel à un prix proche de 460\$/t ou 32,8€/hl.

Le prochain chapitre analyse la manière dont évolue la composition du gazole en fonction de la quantité de biodiesel incorporée.

Chapitre 9

Enseignements de la composition du gazole

9.1 Incorporation du biodiesel et balance commerciale

Pour définir la composition du gazole à chaque optimum, il est nécessaire de procéder en deux étapes. La première consiste à définir les combinaisons de bases gazole réalisables d'un point de vue technique et la deuxième à choisir celles qui permettent aux raffineurs de minimiser le coût de production de leur gazole.

Les combinaisons de bases pétrolières permettant d'obtenir le même niveau de production de gazole sont obtenues en déterminant les isoquantes de production. Ces courbes représentent toutes les combinaisons de bases gazoles (2 à 2) qui sont réalisables techniquement, sans considération économique. La pente d'une isoquante, en valeur absolue, représente le taux marginal de substitution technique (TMST), c'est-à-dire le rapport des productivités marginales des bases gazole¹. A notre situation de référence, sans biodiesel, l'industrie du raffinage français produit un gazole

¹Le taux marginal de substitution technique représente, dans le cas de deux inputs, la réduction de la quantité de l'input 1 permettant de maintenir constant le niveau de production lorsqu'une unité supplémentaire d'input 2 est utilisée. Le TMST est décroissant étant donné que la productivité d'un input quelconque est limitée. La production nécessite donc l'utilisation d'une combinaison équilibrée des 2 inputs. Le TMST est étroitement lié aux productivités marginales des inputs (Pm_1 et Pm_2).

composé de 8 bases pétrolières aux qualités différentes.

Au cours de l'incorporation de biodiesel toutes les bases vont voir leur quantité évoluer au sein du pool gazole, certaines vont disparaître et d'autres apparaître, voire réapparaître et red disparaître. La figure 9.1 montre l'évolution des quantités de bases gazole (dont la quantité est supérieure à 1 Mt) constituant le pool gazole en fonction de la quantité de biodiesel incorporée.

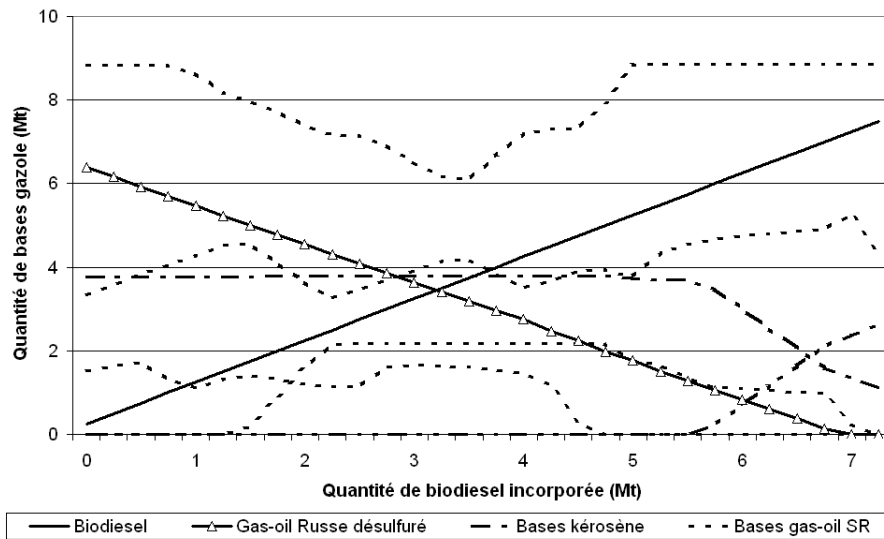


Figure 9.1 – Évolution de la composition du pool gazole en fonction de l'incorporation de biodiesel

Si la constitution du pool gazole se modifie fortement au cours de l'incorporation de biodiesel, il est intéressant de voir que seule l'évolution de la quantité de gas-oil Russe désulfuré n'est pas erratique. Elle diminue proportionnellement à la quantité de biodiesel incorporée. Les évolutions des quantités des autres bases gazole semblent par conséquent traduire des ajustements liés aux critères de qualité du gazole, alors qu'en quantité, c'est la substitution entre gas-oil Russe désulfuré (GRd) et biodiesel qui prédomine tout au long de la première phase de la demande de biodiesel. En reprenant l'expression de la fonction de production du diesel et en considérant l'input

Ainsi à niveau de production constant nous avons :

$$Pm_1 \Delta x_1 + Pm_2 \Delta x_2 = 0$$

et

$$\frac{Pm_1}{Pm_2} = -\frac{\Delta x_1}{\Delta x_2} = TMST$$

6 comme la base gas-oil Russe désulfuré (x_6), nous pouvons distinguer deux groupes de bases gazoles qui se compensent pour répondre à une quantité de gazole constante. D'après les équations de bilan matière et de demande de gazole du problème primal, nous pouvons écrire :

$$\Delta x_1 = 0 = \underbrace{\Delta x_6 + \frac{PCI_b}{PCI_g} \Delta x_7}_{\text{Substitution GRd/biodiesel}} + \underbrace{\Delta x_2 + \Delta x_3 + \Delta x_4 + \Delta x_5}_{\text{Substitutions autres bases}} \quad (9.1)$$

Nous allons par la suite spécifiquement nous intéresser à la substitution prépondérante entre gas-oil Russe désulfuré et biodiesel. Le gas-oil Russe désulfuré correspond au gas-oil Russe importé puis traité dans la raffinerie par une unité d'hydrodésulfuration (HDS) de rendement de $R_d = 0,975$ en quantité (1 tonne de gas-oil Russe donnera 0,975 tonnes de gas-oil Russe désulfuré). Ce traitement permet de passer d'un contenu en soufre du gas-oil Russe de 0,2% à 5 ppm de soufre. A partir de l'équation 9.1, nous pouvons écrire l'expression de la variation de la demande de biodiesel en fonction de la quantité de gas-oil Russe importé :

$$\Delta x_7 = -\frac{PCI_g}{PCI_b} (R_d \Delta x_{GR} + \Delta x_2 + \Delta x_3 + \Delta x_4 + \Delta x_5) \quad (9.2)$$

Et comme les variations des autres bases x_i sont négligeables, nous pouvons écrire :

$$\Delta x_7 = -\frac{PCI_g}{PCI_b} \times R_d \Delta x_{GR} \quad (9.3)$$

La paramétrisation par les quantités nous permet de tracer les combinaisons de biodiesel et de gas-oil Russe permettant de produire la même quantité de gazole, en énergie (figure 9.2).

L'isoquante obtenue est une courbe quasi-linéaire², ce qui signifie que le biodiesel et le gas-oil Russe sont des substituts quasi-parfaits. La légère convexité de l'isoquante traduit le fait qu'au cours de la première phase de la courbe de demande, nous n'avons pas eu une substitution brutale du biodiesel par le gazole. L'expression de la recette factorielle marginale du biodiesel (équation 8.5) nous permet de comprendre les raisons de cette courbure. La recette factorielle marginale du biodiesel dépend des variables duales des contraintes saturées. L'incorporation de biodiesel dans le gazole va modifier la valeur des variables duales des contraintes de qualités

²Sur la figure 9.2, nous avons tracé la tangente à l'isoquante afin de mettre en évidence son incurvation.

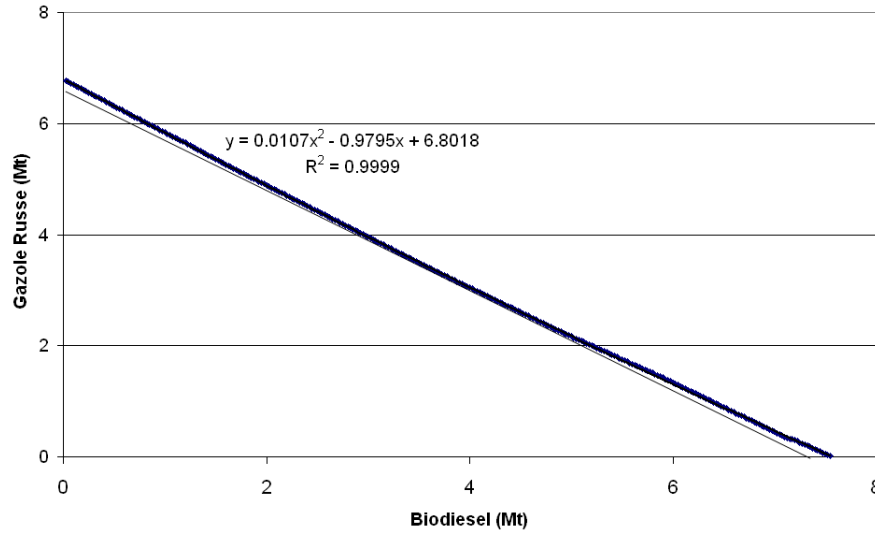


Figure 9.2 – Isoquante de production de gazole entre le gas-oil Russe et le biodiesel

saturées puisque l'incorporation de biodiesel modifie les qualités du gazole (variables primales de teneur en soufre, de densité, etc.). Le relâchement de la contrainte de soufre va, par exemple, entraîner un intérêt moindre du raffineur pour le biodiesel, et donc une diminution de la recette factorielle marginale du biodiesel. L'incurvation de l'isoquante traduit le lien qui existe entre la réduction de la recette factorielle marginale du biodiesel et la productivité marginale globale de la quantité marginale de biodiesel incorporée.

Ainsi, la pente de la tangente à l'isoquante évolue en fonction des quantités de biodiesel introduites ou de gas-oil Russe substituées au point considéré. Or, la pente de la courbe d'isoquante correspond au TMST du biodiesel par rapport au gas-oil Russe importé, c'est-à-dire le rapport des productivités marginales du biodiesel et du gas-oil Russe. D'après l'équation de régression obtenue, l'expression du taux marginal de substitution technique entre gas-oil Russe et biodiesel est le suivant :

$$TMST_{b/GR} = -\frac{\Delta Q_{GR}}{\Delta x_b} = Pm_b/Pm_{GR} = -0.9795 + 0.0107 \times x_b \quad (9.4)$$

$$TMST_{GR/b} = -1.2118 + 0.0148 \times x_{GR} \quad (9.5)$$

$$(9.6)$$

Les productivités marginales du biodiesel et du gas-oil Russe varient au cours de la substitution en fonction des différences de qualités que montrent ces deux bases. Pour les premières unités de biodiesel incorporées, le taux marginal de substitution

technique est de -1.012 ce qui signifie que 1.012 tonnes de biodiesel sont nécessaires pour se substituer à 1 tonne de gas-oil Russe. Par contre, les dernières tonnes de gas-oil Russe sont plus difficiles à substituer puisqu'il faut 1,212 tonnes de biodiesel pour substituer 1 tonne de gas-oil Russe. Le rapport des productivités marginales varie autour de la valeur du TMST de -1,115 qui correspond au rapport des productivités "énergétiques" et "quantitatives" du biodiesel et du gas-oil Russe. La productivité marginale du gas-oil Russe est d'environ 0,975 puisque la quasi-totalité du gas-oil Russe est incorporée au pool gazole après désulfuration dans la raffinerie. Celle du biodiesel est de 0,874 étant donné que le contenu énergétique du biodiesel est de 37,2 MJ/kg contre 42,6 MJ/kg pour toute base gazole dont le gas-oil Russe désulfuré. Le TMST, donné par le rapport des productivités marginales du gas-oil Russe importé et du biodiesel, est égal à -1,115. Ce coefficient se retrouve pour une substitution de moitié de la quantité de gas-oil Russe (3,3 Mt). Pour des quantités de gas-oil Russe supérieures à 3,3 Mt, le raffineur est désireux de substituer son gas-oil Russe puisqu'il accorde une productivité supérieure au biodiesel qui peut atteindre jusqu'à 0,1 tonne par rapport au coefficient de 1,115, c'est-à-dire que le raffineur est prêt à sacrifier jusqu'à 0,1 tonne de gas-oil Russe pour se procurer 1,012 tonne de biodiesel. Par contre pour des quantités de gas-oil Russe inférieures à 3,3 Mt, le raffineur accorde une productivité plus forte au gas-oil Russe qui peut atteindre jusqu'à 0,1 tonne, c'est-à-dire qu'il est prêt à sacrifier 0,1 tonne de biodiesel par rapport au coefficient de 1,115 pour obtenir 1 tonne de plus de gas-oil Russe³. L'incurvation de l'isoquante traduit l'utilité supérieure du bien rare.

Ces observations sont primordiales dans la compréhension des impacts de l'incorporation du biodiesel sur le commerce extérieur des produits pétroliers. En effet, nous venons de démontrer que toute incorporation de biodiesel dans le pool gazole, en proportion inférieure à 27% en volume, se traduit par une diminution de l'utilisation de bases gas-oil Russe importées. **L'utilisation de biodiesel contribue par conséquent à réduire le déficit de la balance commerciale française en produits pétroliers.**

³Pour déterminer cette isoquante, il est indispensable de croiser les données économiques avec les données techniques puisque le modèle ici nous permet de réaliser une étude multicritère qui permet au raffineur d'arbitrer entre les quantités de bases qu'il désire se procurer et les quantités qu'il est prêt à sacrifier pour les aspects qualitatifs des bases.

9.2 Relation entre le prix des bases gazoles importées et la valorisation marginale du biodiesel

Maintenant que nous avons déterminé les combinaisons de bases gazole, il nous faut déterminer la combinaison qui permet aux raffineurs de produire du gazole au moindre coût. La combinaison optimale dépend des valorisations relatives de ces deux bases gazole. C'est pourquoi nous allons exprimer la recette factorielle marginale du biodiesel en fonction du prix du gas-oil Russe. Pour ce faire, il nous faut dans un premier temps définir la recette factorielle marginale du gas-oil Russe désulfuré (RFm_{GRd}), base gazole issue du gas-oil Russe. Considérons que le bien 6 correspond au gas-oil Russe désulfuré et écrivons d'après le tableau 8.2 l'expression simplifiée de la recette factorielle marginale du gas-oil Russe désulfuré :

$$RFm_{GRd} = y_2 - \frac{1}{d_6} \cdot y_3 - v_6 \cdot y_4 - s_6 \cdot y_5 + \frac{l_6}{d_6} \cdot y_6 + t_6 \cdot y_7 \quad (9.7)$$

Pour passer de la base gas-oil Russe désulfuré au gas-oil Russe importé, il faut prendre en compte le coût du traitement ainsi que l'influence du traitement du gas-oil Russe sur les productions d'autres produits (figure 7.2). La recette factorielle marginale du gas-oil Russe désulfuré (RFm_{GRd}) dépend du prix unitaire d'import du gas-oil Russe (p_{GR}) et du coût de la désulfuration par unité de charge (c_d), tous deux ramenés au rendement de la désulfuration ($R_d = 0,975$) ainsi que des coûts évités et supplémentaires qu'entraîne l'utilisation du gas-oil Russe sur les autres produits et inputs. La recette factorielle marginale du gas-oil Russe désulfuré s'écrit également :

$$RFm_{GRd} = (p_{GR} + c_d + 0,01Cm_{naph} + 0,01604Cm_s + 0.0082Cm_{pro} + 0.0082Cm_{but} - 0.004Cm_{hy})/R_d \quad (9.8)$$

Avec :

Cm_{naph} : coût marginal de production d'essence ;

Cm_s : coût marginal de production du soufre ;

Cm_{pro} : coût marginal de production de propane ;

Cm_{but} : coût marginal de production de butane ;

Cm_{hy} : coût marginal de production d'hydrogène.

Nous cherchons à déterminer la recette factorielle marginale du biodiesel RFm_b à laquelle le raffineur effectue la substitution du gas-oil Russe par du biodiesel. Considérons que le bien 1 correspond au gas-oil Russe importé puis désulfuré par

une unité d'HDS revampée. A l'équilibre de notre situation de référence, nous avons $c_{GRd} = p_{GRd}$ ce qui nous permet d'écrire en retranchant l'expression de la recette factorielle marginale du gas-oil Russe désulfuré (équation 9.7), l'expression de la recette factorielle marginale du biodiesel (équation 8.5) :

$$RFm_b = RFm_{GRd} - \left(1 - \frac{PCI_b}{PCI_g}\right) \cdot y_1 + \left(\frac{1}{d_6} - \frac{1}{d_7}\right) \cdot y_3 + (v_6 - v_7) \cdot y_4 \\ + (s_6 - s_7) \cdot y_5 + \left(\frac{l_7}{d_7} - \frac{l_6}{d_6}\right) \cdot y_6 + (t_7 - t_6) \cdot y_7 \quad (9.9)$$

Nous obtenons d'après l'équation 9.8, l'expression du prix du biodiesel en fonction du prix du gas-oil Russe suivante :

$$RFm_b = (p_{GR} + c_d + 0,01 \cdot Cm_{naph} + 0,01604 \cdot Cm_s \\ + 0,0082 \cdot Cm_{pro} + 0,0082 \cdot Cm_{but} - 0,004 \cdot Cm_{hy})/R_d \\ - \left(1 - \frac{PCI_b}{PCI_g}\right) \cdot y_1 + \left(\frac{1}{d_6} - \frac{1}{d_7}\right) \cdot y_3 + (v_6 - v_7) \cdot y_4 \\ + (s_6 - s_7) \cdot y_5 + \left(\frac{l_7}{d_7} - \frac{l_6}{d_6}\right) \cdot y_6 + (t_7 - t_6) \cdot y_7 \quad (9.10)$$

A l'optimum de notre situation de référence, nous obtenons un prix du gas-oil Russe de 517\$/t, une variable duale associée à la seule contrainte active de teneur maximale de soufre (y_5) de 233,6\$, un coût de désulfuration (c_d) de 0,2\$/t et un coût marginal de production de gazole de (y_1) de 536,54\$/t. A partir de ces valeurs, nous pouvons retrouver, aux arrondis près, la recette marginale du biodiesel de la première tonne de biodiesel donnée par le modèle ($RFm_b^* = 470,075\$/t$) :

$$RFm_b = (517 + 0,2 + 0,01 \times 359,152 + 0,01604 \times 44 + 0,0082 \times 480,7 \\ + 0,0082 \times 448,573 - 0,004 \times 1082,911)/0,975 - 0,12606 \times 536,543 \\ + 0,0005 \times 233,6 = 470,72\$/t \quad (9.11)$$

Afin de déterminer la combinaison optimale des facteurs au moindre coût, l'entreprise doit égaliser la pente de l'isoquante avec la pente de la courbe d'isocoût des facteurs considérés.

Au cours de l'étape de paramétrisation par les prix, le prix du biodiesel diminue, toutes choses égales par ailleurs. Au moment où le rapport de la recette factorielle marginale du gas-oil Russe et du biodiesel s'égalisent (courbes d'isoquantes et d'isocoût tangentes, figure 9.2), le raffineur sera indifférent à utiliser l'un ou l'autre. Toutefois, dès que le prix du biodiesel est relativement plus intéressant que la recette factorielle marginale du gas-oil Russe, il se substitue totalement à ce dernier

puisqu'aucune contrainte technique ne l'en empêche. C'est la raison pour laquelle nous pouvons observer sur la courbe de demande inverse de biodiesel un plateau horizontal. Ce plateau correspond à la substitution totale du gas-oil Russe par le biodiesel dans le pool gazole pour une faible variation de prix. Cette observation est de nature à remettre en question le taux d'incorporation maximum et minimum d'incorporation de biodiesel. Chaque raffineur aurait intérêt, si le prix du biodiesel le permettait, à adapter son incorporation de biodiesel en fonction de la quantité de gas-oil Russe utilisée. Un moyen efficace d'inciter l'utilisation de biodiesel par les raffineurs de manière proportionnelle à leur importation de gas-oil Russe, serait de pénaliser économiquement ou réglementairement ces importations et leurs substituts d'origine fossile⁴.

9.3 Sensibilité de la demande de biodiesel au prix du pétrole brut

La problématique du biodiesel se résume généralement à la question : "A partir de quel prix du pétrole brut l'utilisation du biodiesel sera-t-elle rentable?" Pour répondre à cette question ? il faut connaître le prix de production du biodiesel et la sensibilité du prix d'offre du biodiesel au prix du pétrole brut mais également la sensibilité de la demande de biodiesel au prix du pétrole brut. C'est sur ce dernier point que nous allons nous focaliser dans cette section.

La demande de biodiesel dépend du prix des bases pétrolières auxquelles il se substitue. Nous avons identifié la principale base substituée à court terme : le gas-oil Russe désulfuré. Or, le prix de cette base dépend directement du prix du gas-oil Russe importé qui est corrélé au prix du pétrole brut. Nous avons réalisé une régression des prix CIF (en \$/t obtenus à partir de la base Genoa) du gas oil Russe à 0,2% de soufre de la zone Méditerranéenne sur les prix du Brent (en \$/bl obtenus à partir de la base Platts) sur la base des prix mensuels pour la période janvier 1992 à mai 2007. L'équation obtenue est la suivante :

$$p_{RG} = -3,1826 + 8,97535 \times p_{Brent}, R_{adj}^2 = 0,9889 \quad (9.12)$$

$$\frac{\partial p_{GR}}{\partial p_{Brent}} = 8,97535 \quad (9.13)$$

⁴Nous émettons toutefois des réserves sur la possibilité de réaliser une telle opération.

La sensibilité du gas-oil Russe au prix du Brent est par conséquent de 8,97, c'est-à-dire qu'une variation du prix du pétrole brut (en \$/bl) de 1\$ va entraîner une augmentation du prix du gas-oil Russe (en \$/t) de 8,97\$. Or, d'après l'expression de la recette factorielle marginale du biodiesel en fonction du prix du gas-oil Russe (équation 9.10), nous pouvons également définir la sensibilité, à court terme, du prix du biodiesel en fonction du prix du gas-oil Russe :

$$\frac{\partial RFm_b}{\partial p_{GR}} = \frac{1}{R_d} = 1,0256 \quad (9.14)$$

Ainsi, dès que le prix du gas-oil Russe augmente de 1\$, le raffineur est prêt à acheter le biodiesel plus cher de 1,026\$. Nous pouvons donc déduire d'après ces deux relations la sensibilité de la recette factorielle marginale du biodiesel au prix du pétrole brut (Brent) :

$$\frac{\partial RFm_b}{\partial p_{Brent}} = \frac{\partial RFm_b}{\partial p_{GR}} \frac{\partial p_{GR}}{\partial p_{Brent}} = 8,97535 \times 1,0256 = 9,205 \quad (9.15)$$

Le prix maximum auquel les raffineurs sont prêts à acheter une quantité de biodiesel est, par conséquent, très dépendant du prix du pétrole brut. Une augmentation du prix du pétrole brut de 10\$/bl se traduirait par un accroissement de la recette factorielle marginale du biodiesel de 92\$/t. La valeur de sensibilité du prix du biodiesel, fonction directe du prix du marché du gazole, en fonction du prix du Brent donné par Rozakis et Sourie (2005) est de 10,183⁵. Comme toutes les études de la demande de biodiesel qui considèrent le biodiesel et le gazole comme substitués parfaits, la tendance est à la surestimation de la valeur du biodiesel ainsi que sa sensibilité au prix du brut.

Ainsi, le plateau de la courbe de demande du biodiesel (cf. figure 8.2) qui se situe à un prix du biodiesel d'environ 460\$/t pour un prix du Brent de 54,38\$/bl (moyenne 2005) atteindrait 512\$/t pour un prix du pétrole brut de 60\$/bl et 604\$/t pour un prix du Brent de 70\$/bl.

⁵En ramenant leur expression du prix du biodiesel aux unités utilisées dans notre équation : prix du Brent (\$/bl) et valeur du biodiesel (\$/t) et en la corrigeant du rapport énergétique utilisé.

Ce chapitre présente l'analyse de l'évolution de la composition du pool gazole en fonction de la quantité de biodiesel incorporé. Nous avons notamment mis en évidence que, à court terme, le biodiesel se substitue aux bases gas-oil importées de Russie. La recette factorielle marginale du biodiesel est de ce fait directement corrélée au prix du gas-oil Russe lui-même fortement dépendant du prix du pétrole brut. Nous avons ainsi pu déterminer la sensibilité de la recette factorielle marginale du biodiesel en fonction du prix du pétrole brut. Une augmentation du prix du Brent de 10\$/bl se traduit par une augmentation de la valorisation marginale du biodiesel de 92\$/t. Le prochain chapitre a pour objet d'évaluer l'impact de l'incorporation de biodiesel sur les émissions en CO₂ des raffineries françaises.

Chapitre 10

Gaz à effet de serre du raffinage et incorporation de biodiesel

10.1 Les émissions de CO₂ des raffineries françaises

Les raffineries présentent des niveaux d'émissions de polluants différents qui sont fonction de leur production, de leur approvisionnement en pétrole brut et de leur technologie. Dans ce travail de thèse nous nous focalisons sur les émissions CO₂ qui ont un impact sur l'effet de serre. En 2004, le raffinage du pétrole était en France le 10^{ème} émetteur de CO₂ (hors puits) avec 3,3% des émissions nationales et les émissions de CO₂ du secteur ont crû de 5% sur la même période. D'après les déclarations des raffineurs implantés en France les émissions de CO₂ ont atteint, en 2005, 16,9Mt (tableau 10.1). L'inventaire du CITEPA (2006) pour l'année 2004 donne des émissions directes de CO₂ de 14,1Mt et un total d'émissions de gaz à effet de serre de 17,6 MtCO_{2eq}.

Les émissions de ces gaz proviennent notamment de la combustion en interne d'une partie des produits pétroliers pour répondre à la forte demande en énergie des raffineries. CONCAWE (2001) estime qu'environ 60% des émissions de CO₂ résultent des besoins en énergie de la raffinerie provenant des consommations des chaudières, turbines à gaz, les moteurs fixes et les fours de procédés des raffineries. Elles proviennent également des chaudières à CO des craqueurs catalytiques, du stockage et

Société	Situation raffinerie	Émissions vérifiées 2005 (t)
TOTAL France	Provence	1 493 600
	Donges	1 308 344
	Feyzin	1 266 292
	Grandpuits	773 041
	Flandres	1 300 352
	Normandie	2 991 868
ESSO Raffinage SAF	Port Jérôme	2 751 773
	Fos sur Mer	675 492
Cie Rhénane de Raffinage	Reichstett	486 741
Couronnaise de raffinage	Petit Couronne	1 417 225
INNOVENE manufacturing	Lavera	1 454 368
Raffinerie de Berre	Berre	981 779
Émissions totales		16 900 875

Source : (MEDD, 2006)

Tableau 10.1 – Émissions de CO₂ par raffinerie de métropole française

de la manutention de produits pétroliers en raffinerie, du soufflage de l'asphalte, des torchères et des traitements des eaux usées (CITEPA, 2006).

Par ailleurs, depuis le 1er janvier 2005, en application du protocole de Kyoto¹, le secteur du raffinage est soumis à des quotas d'émissions de CO₂ avec, pour la période 2005-2007, un quota de 19,36 Mt/an². Ces quotas peuvent faire l'objet d'échanges sur un marché des quotas du CO₂. En cas de non déclaration des émissions de CO₂ supplémentaires au quota, le fraudeur est soumis à une taxe de 40€ par tonne de CO₂ supplémentaire émise. Cette taxe s'élèvera à 100€/t pour la période 2008-2012.

10.2 Modélisation des émissions de CO₂ dans le modèle de raffinage

La programmation linéaire nous permet de procéder à une analyse de type comptable des émissions polluantes engendrées par les procédés de raffinage. Le modèle ne

¹Au titre du Protocole de Kyoto, les pays représentant plus de 50% des émissions des 6 principaux gaz à effet de serre s'engagent à réduire leurs émissions pendant la période quinquennale 2008-2012 au deçà des niveaux de 1990 (Le protocole de Kyoto, site web de La Documentation Française).

²Notons que ce quota est supérieur aux émissions déclarées par les raffineurs en 2005.

couvre que les émissions de polluants du raffinage qui proviennent de la combustion d'hydrocarbures sous forme liquide, solide ou gazeuse, de gaz naturel importé ainsi que d'hydrogène, soit près de 60% des émissions totales des raffineries. Dans notre modèle de raffinage, les combustibles solides sont produits par les unités de craquage catalytique et les combustibles liquides par les unités de distillation sous vide, de craquage catalytique et de viscoréduction.

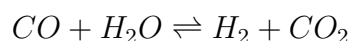
Le modèle de raffinage nous permet de faire le bilan des émissions de CO₂ engendrées par le raffinage sous différentes conditions. Pour le CO₂, un coefficient d'émission est associé à chaque produit brûlé (tableau 10.2).

Nature du combustible	Coefficient d'émission de CO ₂ Mt CO ₂ /Mt _{combustible}
Gaz de raffinerie	0.910
Gaz naturel	2.750
Combustible gazeux "légers"	3.213
Combustibles gazeux "lourds"	3.072
Fuel liquide	3.098
Fuel résiduel	3.200
Coke	3.355

Source : IFP

Tableau 10.2 – Coefficient d'émission de CO₂ par type de combustible

Par ailleurs, les émissions de CO₂ peuvent être associées à des réactions chimiques telles que la production d'hydrogène (H₂ de pureté 99%) :



L'hydrogène produit sera notamment utilisé dans les unités d'hydrodésulfuration revampées (HDSr).

10.3 Biodiesel et émissions des raffineurs français

A l'optimum de notre situation de référence, en 2005, nous obtenons des émissions de CO₂ de l'industrie française du raffinage de l'ordre de 10,6 Mt, ce qui correspond bien à environ 60% des émissions directes de CO₂ nationales.

Le graphique 10.1 montre que l'introduction de biodiesel dans le pool gazole se traduit par une baisse proportionnelle des émissions de CO₂ du raffinage.

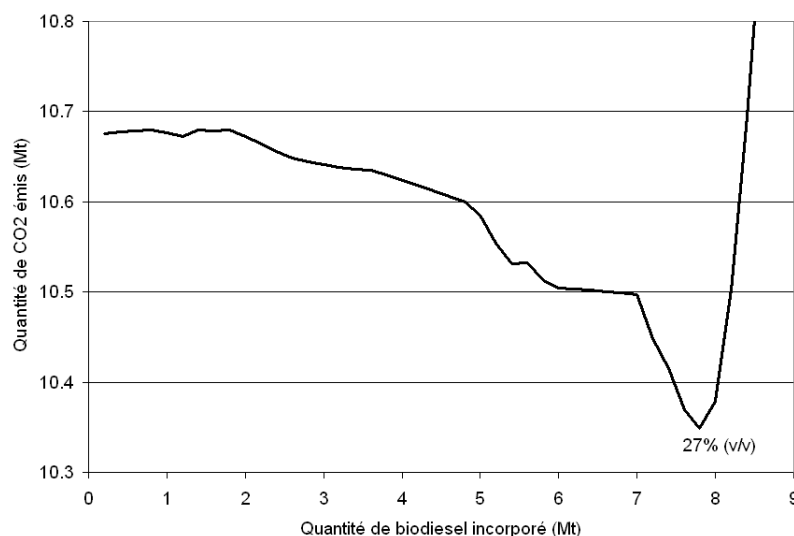


Figure 10.1 – Influence de la demande de biodiesel incorporé sur les émissions de CO₂ de l'industrie française du raffinage

Une incorporation de 7,6 Mt de biodiesel entraîne une baisse de près de 3% des émissions de CO₂ du raffinage³.

Par ailleurs, le graphique 10.1 confirme qu'une incorporation de biodiesel supérieure à 7,6 Mt, soit 27% en volume, n'est pas réaliste techniquement puisque les raffineurs se voient obligés de forcer le fonctionnement de leur raffinerie, ce qui se traduirait par une augmentation très forte des émissions de CO₂. Or, l'intérêt du biodiesel est précisément de limiter l'impact du gazole sur l'environnement.

Par ailleurs, en appliquant une taxe sur les émissions de CO₂ de 40€/t et de 100€/t, nous observons que la demande de biodiesel est très peu modifiée par rapport à la situation sans taxe CO₂ (figure 10.2).

Nous en déduisons que l'introduction des quotas d'émissions de CO₂ des raffineries modifiera peu l'intérêt des raffineurs pour le biodiesel. Bien que l'incorporation de biodiesel permette de réduire les émissions de CO₂ des raffineries, les raffineurs ne privilégieront pas cette solution pour réduire ses émissions de CO₂. Nous attribue-

³Rappelons que l'intérêt des biocarburants en terme de réduction de gaz à effet de serre résulte surtout du fait que le CO₂ émis lors de la combustion du biodiesel provient du CO₂ adsorbé par les plantes au cours de la photosynthèse. Ici nous nous intéressons à la réduction des émissions de CO₂ qu'occasionne l'utilisation du biodiesel par les raffineurs.

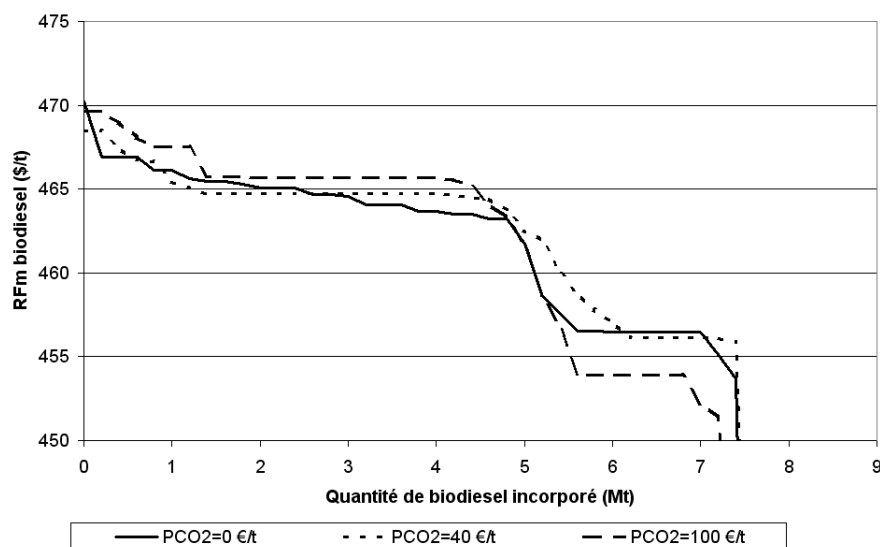


Figure 10.2 – Évolution de la demande de biodiesel en fonction des prix des permis d'émission de CO₂

rons, pas conséquent, à cet intérêt du biodiesel une valeur nulle.

D'une part, l'effet de l'incorporation du biodiesel sur les émissions des raffineries est intéressant jusqu'à un niveau d'incorporation de 27% en volume de biodiesel. D'autre part, l'incorporation de biodiesel est techniquement facile à mettre en œuvre jusqu'à 17% en volume et faiblement problématique jusqu'à 27%. Les raffineurs auront par conséquent intérêt, si le prix de marché du biodiesel le leur permet, à incorporer du biodiesel au minimum jusqu'à 17% en volume dans le gazole et à arbitrer s'ils doivent aller au-delà, de 17% à 27%, en fonction de l'importance qu'ils attribuent à la réduction des émissions de CO₂ relativement au problème technique qu'entraîne une trop forte densité du mélange. Les pouvoirs publics auront, eux, intérêt à inciter l'incorporation de biodiesel jusqu'à 27% en volume dans le gazole produit par les raffineries françaises. Ces résultats sont valables à technologie donnée du raffinage à l'année 2005, toutefois les investissements des raffineurs ne remettraient que sensiblement ces résultats en question.

Dans ce chapitre nous avons étudié l'influence de l'utilisation du biodiesel sur la réduction des émissions de CO₂ de la raffinerie. Nous avons notamment mis en évidence que le biodiesel permettait de réduire les émissions des raffineries françaises de manière proportionnelle à la quantité de biodiesel incorporé jusqu'à un taux d'incorporation de 27% en volume. L'intérêt du biodiesel étant de réduire l'impact des carburants sur l'effet de serre, il serait par conséquent contre-indiqué de dépasser ce taux d'incorporation. Par ailleurs, en imposant des taxes sur les émissions de CO₂, nous avons pu mettre en évidence que le biodiesel ne représente pas la meilleure solution aux yeux des raffineurs pour réduire leurs émissions de CO₂.

Dans cette partie, nous avons développé l'analyse de la demande du biodiesel par les raffineurs. Nous avons décomposé la valeur du biodiesel en fonction de ses caractéristiques physico-chimiques afin de déterminer les intérêts et les limites de l'incorporation du biodiesel dans le gazole et de déterminer la sensibilité de la demande du biodiesel à certains paramètres. D'un point de vue méthodologique, cette approche peut être utilisée pour décomposer la valeur de n'importe quel bien entrant dans la composition d'un produit fini pétrolier. Dans le cadre de l'étude de la demande du biodiesel, cette approche nous a permis de construire la courbe de demande de biodiesel pour les raffineurs français et d'expliquer quels étaient les déterminants de l'évolution du prix maximum que les raffineurs sont disposés à mettre pour acheter une quantité donnée de biodiesel. Le principal déterminant de la demande de biodiesel par rapport au gazole est son faible contenu énergétique qui est généralement pris en compte dans les études de la demande du biodiesel. Il apparaît que les raffineurs peuvent produire sans problème technique du gazole respectant les spécifications de qualités européennes en incorporant jusqu'à 17% d'incorporation du biodiesel en volume. Les raffineurs sont prêts à acheter cette quantité pour un prix du biodiesel de 462\$/t et prix du pétrole brut de 54\$/bl. Au delà, les raffineurs sont confrontés à un problème technique mineur de densité qui leur permettent d'incorporer 10% de plus de biodiesel dans le gazole, soit 27% en volume. Quantité qu'ils sont prêts à acheter à 458\$/t. Ces valeurs varient en fonction du prix du pétrole brut de 92\$/t de biodiesel pour une augmentation du prix du pétrole brut de 10\$/bl dans les mêmes conditions.

La prochaine partie aura pour objet de croiser les courbes de demande des raffineurs avec les courbes d'offre des producteurs de biodiesel afin d'analyser le marché des biocarburants sous différentes conditions et d'évaluer les mesures actuelles de promotion du biodiesel.

Quatrième partie

Analyse des mesures de promotion du biodiesel à l'horizon 2010

Chapitre 11

Approche et revue de littérature

Ce chapitre a pour objectif de faire une revue des études d'évaluation des mesures de promotion du biodiesel afin de montrer l'apport de l'approche mise en œuvre dans ce travail de thèse. Nous décrirons ensuite les frontières et les caractéristiques du marché du biodiesel étudié ainsi que les mesures de promotions qui seront étudiées par la suite.

11.1 Revue des études d'évaluation des mesures de promotion du biodiesel

Le gouvernement français a mis en place des mécanismes de promotion du biodiesel à tous les niveaux de la filière dans le but d'atteindre des objectifs d'incorporation de biodiesel : 7% en énergie de biodiesel dans le gazole à l'horizon 2010. Au niveau agricole, des primes à la production permettent d'inciter la production de colza "énergétique". Au niveau agro-industriel, un mécanisme de certification permet de sécuriser les débouchés du biodiesel. Enfin, au niveau des producteurs-importateurs de carburant, des réductions de fiscalité incitent à incorporer du biodiesel. Les mesures de promotion reposent sur des justifications d'ordres environnementales (limiter la pollution et l'incidence sur l'effet de serre), stratégiques (sécuriser les approvisionnements énergétiques et réduire la dépendance énergétique), sociales (créer des emplois et de nouveaux débouchés agricoles) ainsi qu'économiques (faire face à la conjoncture pétrolière et à l'accroissement de la demande en carburants).

La revue de littérature des études d'évaluation des mesures de promotion nous permet de distinguer deux approches différentes qui correspondent à deux manières de calculer une "subvention" (prime à la production, exonération, subvention directe) à attribuer à un produit non compétitif, mais que l'on souhaite développer pour les externalités positives que sa production et/ou son utilisation procurent.

La première manière consiste à chiffrer les externalités qu'entraîne l'utilisation du biodiesel par rapport au gazole et à accorder une subvention du même montant au biodiesel. Dans ce cas, la subvention a pour objectif de rémunérer les externalités positives induites par l'utilisation du biodiesel. Si les conditions de production et d'utilisation ne changent pas, chaque unité du produit utilisée entraînera toujours les mêmes externalités positives. La subvention doit, par conséquent, rester la même. Il est par contre nécessaire d'évaluer régulièrement les externalités car elles dépendent des pratiques des acteurs considérés, ou mettre en place des certifications de bonnes pratiques.

La seconde manière consiste à évaluer les coûts de production du produit que l'on souhaite promouvoir et à les comparer aux coûts de production du produit que l'on souhaite substituer. Dans ce cas, la subvention à accorder est égale à l'écart entre les coûts de production de ces deux produits. Cette subvention présente un caractère transitoire étant donné que l'objectif est de rendre compétitif le nouveau produit. La mise en place d'une niche de marché, le développement des investissements, la constitution de réseaux, la diffusion de la technologie et les économies d'échelle devraient permettre, au fur et à mesure, de réduire les coûts de production de ce substitut (Jacobsson & Lauber, 2006). L'objectif de cette subvention est de faire émerger le marché de ce produit et par conséquent de rémunérer aujourd'hui un produit pour ses bénéfices futurs.

Les gains et pertes de cette opération d'anticipation sont très sensibles à certaines données au caractère incertain. Il s'agit notamment de l'évolution et l'importance des économies d'échelles réalisables par la filière et de l'évolution du prix du pétrole.

Wassell et Dittmer (2006) soulignent qu'une mesure économiquement efficace consisterait à mettre en place une subvention égale aux bénéfices des externalités attribuées au biodiesel. Toutefois une telle subvention entraînerait la production et la commercialisation du biodiesel uniquement dans le cas où le surcoût de production

du biodiesel par rapport au substitut pétrolier serait inférieur aux bénéfiques des externalités. Si ce n'est pas le cas, il serait nécessaire, pour développer le marché de ce produit, d'instaurer une autre subvention qui n'aurait pas de relation directe avec les externalités attribuées au biodiesel. L'évaluation des externalités du biodiesel permet néanmoins de relativiser l'importance de la subvention à mettre en place pour permettre le développement de la technologie.

De nombreuses études ont eu pour objet de chiffrer les externalités du biodiesel afin d'évaluer les mesures de promotion des biocarburants. Ryan et al. (2006) identifient trois types d'externalités provoquées par l'utilisation du biodiesel (la réduction en émissions de gaz à effet de serre (GES), la sécurité d'approvisionnement énergétique et le développement rural), bien que leur étude se concentre plus particulièrement sur les émissions de gaz à effet de serre. Wassell et Dittmer (2006) évaluent les externalités du biodiesel correspondant aux gains d'émissions polluantes (SO_2 , NO_x et PM) par rapport au gazole. PricewaterhouseCoopers-Ecobilan (2003) recense un plus grand nombre d'externalités liées à la production et à l'utilisation du biodiesel : augmentation de l'effet de l'air, acidification de l'air, dommages aux bâtiments, pollution photochimique (smog), eutrophisation (eaux), toxicité humaine (poussières, substances carcinogènes, métaux non carcinogènes et autres gaz non carcinogènes), écotoxicité et fertilisation. Cette étude évalue également les effets économiques (recette fiscale et indépendance énergétique) ainsi que certains "effets induits", ensemble des impacts de la filière autres que les externalités environnementales¹, liés à la production et à l'utilisation du biodiesel. Il s'agit plus concrètement de l'impact du biodiesel sur les emplois agricoles et le développement rural. Toutefois, comme le précise M. Blanc dans le rapport de PricewaterhouseCoopers-Ecobilan (2003), il ne faut pas placer ces trois effets au même niveau au risque de sur-valoriser le biodiesel. D'un point de vue méthodologique, il faut bien noter que "la valorisation d'une externalité n'est pas son coût de production, mais la satisfaction qu'elle procure aux agents" (M. Blanc dans PricewaterhouseCoopers-Ecobilan, 2003). Ryan et al. (2006) soulignent que, s'il existe des évaluations du nombre d'emplois créé par le dé-

¹Le rapport précise : "Au sens strict, les effets indirects de la filière tels que la création d'emplois et les retombées fiscales ne peuvent pas être considérées comme des externalités, puisqu'il s'agit d'effets intégrés dans le marché. Toutefois, ces effets sont néanmoins des impacts (positifs ou négatifs) pour la société qu'il est utile d'identifier et de quantifier."

veloppement de la filière biodiesel, le lien entre cette création d'emplois agricoles et agro-industriels et le développement rural que génère cette filière n'est pas évident. Nous pourrions formuler le même type de remarque à propos de l'indépendance énergétique. Le lien entre l'impact du développement du biodiesel sur la balance commerciale et son effet sur la sécurité d'approvisionnement énergétique n'est pas toujours très clair. Costa (1995) propose de considérer la production de biodiesel comme une assurance sur la variation du prix du pétrole afin de valoriser l'externalité d'indépendance énergétique entraînée par le développement du biodiesel.

Par ailleurs, d'autres études ont cherché à évaluer la compétitivité du biodiesel, c'est-à-dire les différences de coût de production entre gazole et biodiesel, afin d'évaluer le niveau de subvention nécessaire à l'émergence du marché du biodiesel. Ces études consistent, dans un premier temps, à évaluer le coût de production du biodiesel soit par des enquêtes (R. Lévy, 1993; J. Lévy & Couveinhes, 2000; Prévot et al., 2005), soit par des formules élaborées à partir d'évaluation de procédés (J. Lévy & Couveinhes, 2000; Wassell & Dittmer, 2006) ou encore par une modélisation de la filière agro-industrielle (Rozakis & Sourie, 2005; Treguer et al., 2005; Sourie et al., 2005). Ensuite, ces données sont comparées au prix du biodiesel correspondant au prix du gazole pondéré par le ratio des contenus énergétiques du biodiesel et du gazole. Différentes hypothèses du prix du pétrole sont généralement considérées, soit sur la base de données historiques (de 2001 à 2003 pour Wassell & Dittmer, 2006, juillet à décembre 2004 pour Ryan et al., 2006), soit sur la base de scénarios (20\$/bl, 40\$/bl, 65\$/bl, 80\$/bl pour Sourie et al., 2005). Rozakis et Sourie (2005) ont également pris en compte, par une modélisation de type Monte-Carlo, les fluctuations du prix du pétrole et des co-produits afin de modéliser le caractère incertain des prises de décisions de politique publique face aux fluctuations de cours de ces produits (tableau 11.1).

Les résultats varient fortement en fonction des contextes étudiés. Toutefois, il semble que le coût de production du biodiesel donné par Ryan et al. (2006)² surestime le coût réel de production de biodiesel à partir d'huile de colza qui se situerait vraisemblablement pour les années 2004-2005 entre 35€/hl et 55€/hl (en enlevant les

²Ce coût de production n'est pas spécifique à la France. Il provient de l'étude de Jungmeier et al. (2005) qui ont synthétisé 73 études pour fournir des estimations de coût de production des biocarburants.

Source	Année	Coût de production (C)	Prix du biodiesel (V)	Écart (C-V)
Marleix (2004)	2004	35	19,6	15,4
Prévot et al. (2005)	2005	55	29,4	25,6
Wassell et Dittmer (2006)	2001/03	30 à 35	11,8-30,3	-6,6 à 23
Ryan et al. (2006), France	2004	94,5	35,8	58,7
Rozakis et Sourie (2005)	2002	38,5±0,2	20,1±6,1	18,4±6,3
Sourie et al. (2005)*	2010	47	14-25-38-49	33-22-9--2
Treguer et al. (2005)	2010	48,2	30	18,2

Certains chiffres n'ont pas été donnés explicitement par les auteurs mais ont été calculés.

*Dans cette étude 4 prix du brut ont été explorés : 20\$/bl, 40\$/bl, 65\$/bl et 80\$/bl

Tableau 11.1 – Évaluations des écarts entre coûts de production et valorisations (€/hl)

deux valeurs extrêmes).

A partir des écarts entre les coûts de production du biodiesel et du gazole, les auteurs déduisent le niveau de défiscalisation nécessaire pour compenser le surcoût du biodiesel. Les travaux de Sourie et al. (2005); Rozakis et Sourie (2005) se concentrent sur cet aspect pour évaluer les niveaux de défiscalisation accordés au biodiesel. Dans les autres études, deux approches opposées consistent à attribuer une valeur aux émissions de GES évitées afin d'évaluer les niveaux des avantages fiscaux accordés au biodiesel. Soit les auteurs calculent le prix de la tonne de CO₂ évité en divisant les aides fiscales attribuées au biodiesel par la quantité d'émissions de GES évitées (en CO₂eq) afin de discuter de l'intérêt du biodiesel par rapport aux autres mesures de réduction des émissions de GES dans le secteur de transport (Ryan et al., 2006). Soit, à partir d'un prix de la tonne de CO₂ donné, ils calculent la valorisation de la réduction d'émission de GES due à l'utilisation du biodiesel et ils la comparent à l'écart entre coûts de production du biodiesel et du gazole (PricewaterhouseCoopers-Ecobilan, 2003; Prévot et al., 2005; Treguer et al., 2005). Par ailleurs, l'approche de Wassell et Dittmer (2006) est originale puisqu'à partir de données de l'Environmental Protection Agency des Etats-Unis, les auteurs calculent les coûts monétaires des émissions de gazole sur la santé des citoyens (mortalité prématurée, le taux de bronchites chroniques) et, d'après les réductions d'émissions qu'entraîne l'utilisation de biodiesel, ils chiffrent les externalités environnementales du biodiesel. Ils arrivent à la conclusion que les bénéfices externes liés à la combustion de biodiesel pur à la place de gazole varient entre 8,4€₂₀₀₀/hl et 34€₂₀₀₀/hl.

11.2 Analyse du marché du biodiesel en équilibre partiel

L'approche mise en œuvre dans cette partie a pour objectif d'évaluer les mesures françaises de promotion du biodiesel à l'horizon 2010 sur la base de 4 critères :

1. la disponibilité des surfaces agricoles nécessaire à la production de colza énergétique,
2. la compétitivité du biodiesel en fonction du prix du pétrole brut, c'est-à-dire l'écart entre le coût de production du biodiesel et du gazole d'origine fossile,
3. l'analyse de cycle de vie des biocarburants,
4. le commerce extérieur des produits pétroliers

D'une part, la quantité de colza énergétique requise en 2010 nous permettra d'évaluer les besoins en colza et les disponibilités en surfaces agricoles françaises. Cette première évaluation nous permettra de discuter du bien fondé des primes agricoles accordées à la production de colza énergétique. D'autre part, l'obtention du coût de production agricole du colza énergétique nécessaire à la production des 2,7 Mt de biodiesel attendus en 2010, nous permettra de déterminer les coûts de production agro-industriels du biodiesel. L'écart entre le coût de production du biodiesel et sa valorisation nous permet d'évaluer la compétitivité du biodiesel sur la base de laquelle nous proposons des montants d'avantages fiscaux à mettre en œuvre en 2010 en fonction du prix du brut. Ensuite, l'impact sur la balance commerciale des produits pétroliers de l'incorporation de biodiesel dans le gazole par les raffineurs sera décrit de manière à estimer le rôle du biodiesel dans la réduction de la dépendance énergétique de la France.

Par ailleurs, sur la base d'une vision claire des choix économiques des raffineurs et des agriculteurs à l'horizon 2010, nous verrons comment des informations telles que les surfaces agricoles engagées dans la production de colza énergétique, les importations de produits pétroliers et les émissions de gaz à effet de serre peuvent s'avérer utiles à l'élaboration d'une analyse de cycle de vie du biodiesel. Elles nous permettront de discuter de l'intérêt environnemental des biocarburants par rapport à leurs substituts pétroliers et ainsi d'évaluer la fiscalité environnementale (TGAP) mise en place par les pouvoirs publics français.

Ces évaluations reposent sur une modélisation fine de la filière de production du

biodiesel d'une part, et des acteurs de la demande du biodiesel d'autre part. Cette modélisation nous permet de développer une analyse d'équilibre partiel du marché du biodiesel. La représentation complète de la filière du biodiesel est assurée par le couplage externe d'un modèle agro-industriel d'équilibre partiel et du modèle sectoriel du raffinage français mis en oeuvre dans le chapitre précédent. Par un couplage externe de ces deux modèles technico-économiques, nous développons une approche systémique et intégrée de la filière de production et de consommation du biodiesel. Cette approche nous permet, d'une part, d'étudier les flux physiques concernés par ces activités (cultures, biocarburants, produits pétroliers, polluants) et, d'autre part, de déterminer l'intérêt technico-économique des agriculteurs, des agro-industriels et des raffineurs pour le biodiesel dans différents contextes.

Afin de ne pas faire d'amalgame entre la balance commerciale des produits pétroliers et l'indépendance énergétique³ et, afin de ne pas restreindre les externalités du biodiesel à la réduction des gaz à effet de serre, nous limiterons notre travail de thèse à l'évaluation de l'influence du développement de la filière biodiesel sur les surfaces agricoles, la compétitivité court et moyen terme du biodiesel (écart entre coût de production du biodiesel et valorisation du biodiesel) et les émissions de GES. Nous ne chercherons pas à chiffrer ces externalités, mais nous discuterons du fonctionnement des mesures de promotion du biodiesel à partir de ces éléments.

Les contributions de ce travail de thèse sont plus particulièrement :

1. **d'évaluer l'impact d'une incorporation de biodiesel de 7% en énergie dans le gazole en 2010.** Les études précédentes ont évalué l'impact d'un taux d'incorporation de 5,75% en 2010 qui a été porté à 7% par le Premier ministre au 13 décembre 2005 ;
2. **de prendre en compte l'évolution des coûts de transformation agro-industriels en fonction de la taille des unités d'estérification.** Cette approche nous permet de tracer la courbe d'offre agro-industrielle en biodiesel en considérant la diversité des situations de cette industrie ;
3. **de prendre en compte l'évolution des coûts de production du gazole** du fait de l'évolution des spécifications de qualité qui auront lieu en 2009 ainsi que du fait de l'évolution du prix du brut au travers de 3 scénarios ;

³Cet aspect a fait l'objet d'une thèse de doctorat par Costa (1995).

4. **de prendre en compte l'élasticité de l'offre et de la demande dans l'étude du marché du biodiesel** par la méthodologie de couplage des modèles ;
5. **d'évaluer l'impact de l'incorporation de biodiesel sur le fonctionnement de l'industrie pétrolière française**, balance commerciale des produits pétroliers et émissions polluantes.

Avant de développer notre analyse, nous allons consacrer les prochaines sections à la définition des frontières du marché du colza étudié et à la description des mécanismes des mesures de promotions du biodiesel en vigueur en France.

11.3 Définition du marché pertinent du biodiesel

La notion de marché pertinent

La délimitation du marché pertinent consiste à déterminer, de façon pertinente, les frontières économiques, techniques et géographiques du marché considéré. Le marché pertinent est le "lieu" de rencontre entre offreurs et demandeurs dans le but de réaliser des échanges d'un bien spécifique. Un marché pertinent se définit en fonction de sa dimension "produit" et sa dimension "géographique" :

“Un **marché pertinent produit** comprend tous les produits et/ou services que le consommateur considère comme interchangeable ou substituables en raison de leur prix et de l'usage auquel ils sont destinés.

Le **marché pertinent géographique** comprend le territoire sur lequel les entreprises concernées concourent à l'offre et à la demande des produits ou services en cause, sur lequel les conditions de concurrence sont suffisamment homogènes et qui peut être distingué des zones géographiques voisines parce que, en particulier, les conditions de concurrence y diffèrent de manière appréciable” (Commission Européenne 9/12/1997).

Nous allons définir les deux dimensions du marché pertinent du biodiesel qui décrivent au mieux les échanges de biodiesel qui s'opèrent sur le territoire français.

Le marché pertinent produit

L'appellation "biodiesel" fait l'objet d'un cadre réglementaire qui restreint sa dimension "produit". D'un point de vue technique, nous considérerons que tous les biodiesels qui répondent aux spécifications de qualité de la norme européenne sur le biodiesel EN NF 14214 sont substituables en raison de leurs usages. Nous avons mis en évidence dans la première partie que seul le biodiesel de colza répondait actuellement à l'ensemble de ces contraintes. Le marché produit du biodiesel ne se limite pas au biodiesel de colza mais aussi aux produits fossiles auxquels il est susceptible de se substituer. Nous avons identifié dans la deuxième partie que le principal substitut fossile au biodiesel correspond aux bases gas-oil notamment importées de Russie. En termes économiques, la principale composante influençant l'incorporation provient des avantages fiscaux qui sont accordés en quantité limitée. La dimension "prix" du marché "produit du biodiesel" regroupe par conséquent le biodiesel de colza qui bénéficie de ces avantages fiscaux ainsi que les bases gas-oil d'origine fossile qui s'achètent, du fait de la défiscalisation, à des prix similaires au biodiesel de colza.

Un marché pertinent géographique contraint par les systèmes agrémentation

Les droits de douanes érigés par l'Union Européenne sont les premiers éléments permettant de différencier les conditions de concurrence. Le droit de douane *Ad Valorem* appliqué au biodiesel exporté en UE est de 6,5%⁴ (Marleix, 2004). Même avec les droits de douanes en vigueur, certains biodiesels pourraient être compétitifs. Ils ne peuvent néanmoins pas l'être quand on considère que la production européenne est le plus souvent défiscalisée.

Au sein de l'Union Européenne, les mécanismes de promotion du biodiesel ont été mis en place sous des formes très diversifiées. Certains pays se sont appuyés sur des incitations fiscales (Espagne, Portugal, Pologne, Suède, République Tchèque, Grèce), d'autres sur des mécanismes d'obligation d'incorporation de biodiesel assor-

⁴L'importation d'huile végétale de colza ou tournesol est, quant à elle, sujette à un droit de douane de 5,1% en valeur alors que l'importation de graines oléagineuses bénéficie d'un droit de douane nul. L'escalade tarifaire que l'on peut observer de la graine oléagineuse à l'huile puis au biodiesel, incite fortement le développement des exportations d'huile au détriment de produits transformés (huile et biodiesel).

tis d'une pénalisation (Autriche, Bénélux). Enfin, d'autres pays européens combinent ces deux instruments depuis 2006-2007 (France, Allemagne, Italie). Les pays européens restants n'ont pas encore établi de loi pour la mise en place des biocarburants. Certains se distinguent même par leur opposition aux biocarburants (Danemark) ou leur abandon de tout projet de promotion des biocarburants (Slovaquie) (World Biofuels, 2006). Le développement du biodiesel a en partie été conditionné par les niveaux relatifs de défiscalisation accordés au biodiesel par rapport à la fiscalité appliquée au gazole (cf. tableau 11.2).

	Production de biodiesel		Taxe gazole ⁽²⁾	Exonération fiscale	Quantité concernée
	<i>tonnes, 2005</i>	<i>% du total</i>	<i>€/hl, 2002</i>	<i>€/hl, 2004</i>	<i>tonnes, 2004</i>
Allemagne	1 669 000	52.4%	44	47	illimitée
France	492 000	15.5%	38	33	387 500
Italie	396 000	12.4%	40	38	340 000
Rep. Tchèque	133 000	4.2%	25	27 ⁽¹⁾	100 000
Pologne	100 000	3.1%	29	de 45 à 66 ⁽¹⁾	illimitée
Autriche	85 000	2.7%	28	32	illimitée
Slovaquie	78 000	2.4%	26	0	
Espagne	73 000	2.3%	29	27	illimitée
Danemark	71 000	2.2%	37	0	
Royaume Uni	51 000	1.6%	74	30	illimitée
Autres	36 000	1.1%			
Total UE-25	3 184 000	100%			

Source : Marleix (2004), ⁽¹⁾RFA (2005)

⁽²⁾Source : www.euractiv.com, Article n°120313 : "La fiscalité du carburants"

Tableau 11.2 – Production de biodiesel et avantages fiscaux de quelques pays de l'UE-25

Le système allemand est très incitatif car le biodiesel est totalement défiscalisé de la taxe sur le gazole. Ceci explique certainement que l'Allemagne soit le plus gros producteur européen de biodiesel. Ce système néanmoins coûteux a été réformé au 1er août 2006 afin de limiter les pertes fiscales. La France et l'Italie utilisent des mesures de promotions similaires basées sur l'agrémentation de quantités de biodiesel limitées. Une grande partie du biodiesel produit en Italie a néanmoins été utilisée pour le chauffage contrairement à la France qui a consacré sa production de biodiesel à l'usage carburant (Prieur-Vernat & His, 2006). Ces trois pays aux marchés du biodiesel bien différents représentaient en 2005 plus de 80% de la production de biodiesel européen. Dans ce contexte, l'étude d'un marché pertinent du biodiesel

d'échelle européenne ne semble pas adaptée.

De plus, les conditions de concurrence du marché du biodiesel sont, en France, fortement subordonnées par le système d'agrément de certaines unités de production. Une agro-industrie productrice de biodiesel peut bénéficier d'un agrément de production lancé par le gouvernement français après avoir été sélectionnée sur appel à candidature européen. Ainsi, les agro-industriels européens ou français sélectionnés peuvent produire du biodiesel dans le cadre des agréments français. Ils ont néanmoins l'obligation de mettre leur production de biodiesel agréementée à la consommation en France⁵. Théoriquement, tous les pays européens⁶ peuvent participer à l'offre de biodiesel sur le marché français. Du côté de la demande, les distributeurs se procurant du biodiesel agréementé seront dans l'obligation de mettre à la consommation sur le marché des carburants français le biodiesel incorporé au gazole.

Le marché pertinent géographique du biodiesel est contraint par l'obligation de mise à consommation en France, ce qui en fait un marché d'ampleur française.

11.4 Les mesures de promotion du biodiesel mises en place en France

Incitations agricoles

Les agriculteurs sont incités à produire des cultures énergétiques dans les cadres réglementaires de la "jachère industrielle" et de l' "aide aux cultures énergétiques" (ACE). Ces cadres imposent des relations contractuelles entre agriculteurs ou coopératives agricoles et agro-industriels.

La jachère correspond à une partie des surfaces agricoles cultivables qui ne fait pas

⁵Inversement, les appels à candidature d'autres pays européens peuvent trouver preneurs en France. Les agro-industriels français agréementés participeront alors à l'offre de biocarburants d'autres pays européens. Cette possibilité n'a pas encore été exploitée par les producteurs français qui ont davantage tendance à vendre leur surplus de production en Allemagne. En 2004, 31% des ventes françaises de biodiesel ont été mis à la consommation en Allemagne qui est le leader européen du biodiesel (règlement CE n°139/2004)

⁶Et même mondiaux, car l'Union Européenne n'est pas en mesure de refuser l'agrément de production de biodiesel si, bien entendu, celui-ci se conforme aux critères de sélection des projets. Cette éventualité ne s'est jamais présentée.

l'objet de récolte. Cette pratique est imposée aux agriculteurs qui produisent des céréales et oléo-protéagineux à hauteur de 10% de la surface consacrée à ces cultures. Afin de compenser la perte nette de revenu qu'entraîne cette mesure de contrôle de la production, les surfaces déclarées en jachères sont éligibles à une prime de jachère d'environ 350€/ha. Néanmoins, les cultures à usage industriel peuvent être cultivées et récoltées sur jachère tout en bénéficiant de la prime à la jachère. Les cultures dites "industrielles" sont destinées à la fabrication de carburants ou combustibles des cultures à hauteur d'au moins 51% de la valeur économique de l'ensemble de sous-produits de la culture (graine, drêche pour le blé; huile et tourteau pour le colza). Seulement 49% des sous-produits de la culture comptant pour moins de 49% de la valeur économique du total pourront être destinés à l'alimentation animale ou humaine⁷. Pour bénéficier de cette prime, l'agriculteur doit être lié par contrat à un collecteur ou à un transformateur qui s'engage à transformer la livraison agricole en carburants ou combustibles pour la production énergétique⁸. Le colza "énergétique" peut être cultivé dans ce cadre et permettre à l'agriculteur de bénéficier à la fois de la prime de jachère et du profit de la vente de son colza à vocation "industrielle". Cependant, il existe une limite à la production de cultures oléagineuses sur jachère. En effet, en vertu de l'accord Blair House, la quantité de sous produits (tourteaux) destinés à la consommation animale ou humaine dérivant de la production de graines oléagineuses sur terres gelées doit se limiter à 1 million de tonnes exprimées en équivalent fève de soja, soit environ 1 million d'hectare d'oléagineux en Europe⁹(ONIDOL, 1999), correspondant à plus de 1,25 million de tonnes d'ester par an produits sur jachère¹⁰. Pour limiter cette contrainte de production sur jachère, un nouveau paiement baptisé "crédit carbone" ou aide aux cultures énergétiques (ACE) a été attribué aux cultures à vocations énergétiques (Gasquet, 2003).

Par ailleurs, depuis 2004, l'aide aux cultures énergétiques (ACE) permet aux agri-

⁷Règlement CE 1973/2004 et 782/2003

⁸Les différentes utilisations possibles sont détaillées dans le règlement CE 1973/2004

⁹Le règlement CE 2461/1999 précise que 100 kg de sous-produits élaborés à partir de graine de colza équivaut à 57 kg de farine de fèves de soja et que 100 kg de graines de colza entraînent la production de 56kg de sous-produits. Lorsque l'on multiplie ces deux rendements, nous obtenons le coefficient de 32%, qui lorsque l'on affecte à la production de graine de colza, nous donne la production de sous-produit en équivalent-farine fève de soja.

¹⁰Guibet (1997) donnait le chiffre de 800 000 - 900 000 tonnes d'ester par an pour l'ensemble de l'UE (dont près de 500 000 tonnes pour la France

culteurs de bénéficier d'une prime de 45€/ha dès lors qu'ils produisent des cultures énergétiques (hors jachère), à l'exception de la betterave, dans le cadre d'une relation contractuelle avec un agro-industriel, à moins que la transformation ne soit réalisée par l'agriculteur lui-même et sur son exploitation. La surface des cultures éligibles à l'ACE est limitée au niveau européen à 1,5 millions de tonnes de 2005 à 2007, soit environ 425 000 ha pour la France. Cette aide doit répondre à deux objectifs principaux. Le premier est de permettre le développement des cultures industrielles afin de répondre aux objectifs européens de développement des biocarburants (7% en 2010). Le second est de sécuriser le marché des cultures agricoles à destination industrielle. Le fonctionnement contractuel de l'ACE permet de garantir à l'agriculteur un nouveau débouché pour ses cultures à des prix stables et assure au transformateur primaire une régularité d'approvisionnement indispensable au développement de l'industrie des biocarburants. Le montant d'aide de 45€/ha a été déterminé de manière à garantir aux producteurs un minimum de 95% du prix du marché des graines alimentaires (Pasty, 2004). Or, le prix moyen des graines alimentaires fin 2004 étant de 250€/t, le différentiel de prix avec les cultures industrielles était de $250 \times 5\% = 12,5$ €/ha. Ce qui, avec un rendement de 3,5 t/ha, revient à 43,75 €/ha (C. Rousseau¹¹). Ce calcul explique que le manque à gagner entre cultures énergétiques et alimentaires soit compensé par une ACE d'un montant de 45€/ha. Cette aide devrait donc bien avoir pour effet de stimuler la production de cultures industrielles hors jachère étant données la rémunération et la sécurité qu'elle apporte.

Incitations agro-industrielles

Au niveau agro-industriel, les pouvoirs publics ont mis en place un mécanisme de certification, ou d'agrémentation, des unités de production de biodiesel. Après avoir été sélectionnée sur appel d'offre européen, une unité de production de biodiesel se voit attribuer un contingent de production de biocarburants pour une période de 6 ans. Les producteurs-importateurs de carburants qui achèteront cette production certifiée pourront bénéficier d'une défiscalisation partielle de la taxe intérieure à la consommation sur les produits pétroliers (TIPP) sur le volume incorporé. Cette mesure a pour objectif de mettre en place un effet incitatif pour les producteurs et

¹¹Vice-président de la FFCAT, dans Info Prolea, avril 2004, no. 62

distributeurs de biocarburants sous la forme d'une réduction du coût de production tout en prenant en compte l'évolution du cours des matières premières agricoles et pétrolières.

Encadré : Déclaration de la jachère industrielle

<p><i>Mécanisme de la jachère</i></p> <p>Prenons l'exemple d'un agriculteur qui possède une surface agricole utile (SAU) de 100 ha et qui désire produire des céréales et oléo-protéagineux (COP). La production de ce type de cultures entraîne l'obligation de mettre en jachère 10% de sa surface en COP + gel, c'est-à-dire 10% de la SAU. Notre agriculteur produira ainsi 90 ha de COP et 10 ha de jachère. La jachère peut être tournante ou fixe. Dans le premier cas, elle rentre dans la rotation des cultures en tant que tête d'assolement. Elle est alors considérée comme faisant partie de la surface rotationnelle. Dans l'autre cas elle n'en fait pas partie et ne sera pas mobilisable.</p>	<p><i>Cas 1 : contrainte initialement saturée</i></p> <p>L'agriculteur ne pourra pas produire plus de colza sur son exploitation que les 30 ha qu'il a déjà semés. Il déclarera 10 ha de colza en jachère industrielle et produira 20 ha de colza hors jachère. Il a ainsi libéré 10 ha hors jachère qu'il sèmera en autres cultures en plus des 60 ha initiaux.</p>
<p><i>Contraintes agronomiques sur le colza</i></p> <p>Les contraintes agronomiques s'appliquent sur la surface rotationnelle. D'un point de vue agronomique, la fréquence maximum de retour du colza est d'une année sur trois sur la même parcelle. En pratique, la surface annuelle en colza ne dépasse pas 30% de la surface rotationnelle.</p>	<p><i>Cas 2 : contrainte saturée par la mise en place du colza énergétique</i></p> <p>L'agriculteur produit initialement entre 20 et 30 ha de colza. Il déclare 10 ha de colza en jachère industrielle. Produit du colza hors jachère jusqu'à saturation de la contrainte agronomique. Les surfaces restantes sont utilisées pour d'autres cultures.</p>
<p><i>Mise en place de la jachère industrielle</i></p> <p>La mise en place de colza énergétique sur la jachère tournante dépendra du niveau de saturation de la contrainte en colza.</p>	<p><i>Cas 3 : contrainte non saturée malgré la mise en place du colza énergétique</i></p> <p>L'agriculteur produit initialement moins de 20 ha de colza. Il produira 10 ha supplémentaires de colza qu'il déclarera en jachère industrielle.</p> <p>La réintroduction des jachères fixes dans l'assolement des exploitations quiaturent leur contrainte agronomique en colza permettrait d'augmenter les surfaces en colza à hauteur de 30% de ces nouvelles surfaces</p>

Incitations à l'utilisation

Les mesures d'incitations à l'utilisation sont de type fiscal. Elles incitent les distributeurs de carburants à incorporer des biocarburants par le biais d'une fiscalité avantageuse par rapport à leurs substituts pétroliers. Afin d'exposer sur quels mécanismes reposent les mesures fiscales de promotion du biodiesel, nous allons passer en revue les différentes taxes auxquelles sont soumis les carburants pétroliers (hors TVA).

La fiscalité des carburants pétroliers en France

En France, les carburants pétroliers sont sujets à une fiscalité importante. La taxe intérieure sur la consommation (TIC) appliquée aux produits pétroliers (aussi appelée

TIPP) est la principale taxe appliquée aux carburants. Elle s'applique notamment à "tout produit qui est destiné à être utilisé comme carburant pour moteur, comme additif ou en vue d'accroître le volume final des carburants pour moteurs". La TIPP est une taxe spécifique, elle s'applique à la quantité en hectolitres de carburants produits, importés ou exportés. Notons qu'il ne s'agit pas nécessairement d'hydrocarbures.

En octobre 2000, suite à la hausse des cours du pétrole, un mécanisme de TIPP flottante avait été instauré. Il devait permettre de stabiliser les prix à la pompe en modulant la TIPP en fonction de l'évolution des prix du brut. Ce dispositif a été supprimé au cours de l'année 2002 suite à une stabilisation du prix du pétrole. Cette suppression s'est par ailleurs soldée par des augmentations de la TIPP sur le gazole et les essences sans plomb. En 2003, le taux de la TIPP a de nouveau été revu à la hausse avec l'intégration de la taxe parafiscale perçue sur certains produits pétroliers et sur le gaz naturel. Enfin en 2004, la TIPP sur le gazole est passée de 39,19€/hl à 41,69€/hl (cf. tableau 11.3).

	2002	2003	2004
Gazole	37,35 puis 38.9	39.19	41.69
Supercarburants SP	57,09 puis 58.63	58.92	58.92

Source : Marleix, 2004

Tableau 11.3 – Montants de la TIPP applicable (en €/hl)

Cet impôt est un apport important pour le budget de l'État puisqu'il représente en moyenne 24 milliards d'euros par an, ce qui en fait la quatrième rentrée fiscale de l'État. Sur ces 24 milliards d'euros, 14 sont affectés de manière directe aux transports routiers et collectifs. Notons que depuis 2004, une fraction de la TIPP est affectée aux départements au titre de la compensation de la décentralisation de la gestion du RMI, pour un montant prévisionnel de 4,9 milliards d'euro. Depuis 2005, une autre fraction de la TIPP (400 millions d'Euro) est attribuée aux régions au titre des transferts de compétences prévus par la loi relative aux libertés et responsabilités locales (Plan de loi de finance 2005). Le reste permet de financer la surveillance des routes et autoroutes par les policiers et gendarmes, les jugements de délits routiers, les établissements pénitentiaires accueillant les délinquants de la route, et une partie des frais d'hôpitaux des blessés de la route, entre autres (Jacques Fortier, site MEL).

Depuis le 1^{er} janvier 2005, la loi des finances a instauré une nouvelle taxe sur les carburants pétroliers : la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP). L'objectif de la TGAP est de lutter contre les émissions polluantes émises par la combustion des carburants fossiles. C'est une écotaxe qui a pour objectif de pénaliser économiquement les dégradations environnementales des carburants polluants d'origine fossile et favoriser indirectement l'utilisation de carburants plus propres. La TGAP s'applique aux essences et au gazole, quelle que soit leur provenance (communautaire, importée ou nationale) et quelles que soient leurs utilisations (professionnelle ou non). Le taux de la TGAP est fixé pour la période 2005-2010 selon un calendrier établi par les pouvoirs publics. De 1,2% en 2005, il atteindra 7% en énergie en 2010 (tableau 11.4).

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Taux TGAP %PCI	1.20	1.75	3.50	5.75	6.25	7.00
Taux TGAP %vol.	1.45	1.91	3.81	6.27	6.81	7.63

Tableau 11.4 – Calendrier d'évolution du taux de la TGAP en énergie et équivalence en volume pour chaque carburant

Le taux de la TGAP a pour assiette le montant annuel des ventes de carburant majoré du montant des droits de douane applicables aux produits importés et des taxes et redevances perçues lors de la mise à la consommation, à l'exception de la taxe sur la valeur ajoutée. Pour un prix d'import moyen du gazole de 38,35€/hl et une TIPP appliquée au gazole de 41,69€/hl, l'assiette unitaire de la TGAP atteignait 80€/hl de gazole en 2005 (Projet de loi de finance 2006).

Les importateurs, entrepositaires agréés et autres opérateurs qui mettent à la consommation ces carburants en sont redevables. Les compagnies pétrolières et les grandes surfaces possédant des entrepôts fiscaux de stockage de produits pétroliers agréés sont donc redevables de la TGAP. Par contre, les grandes surfaces qui achètent des carburants en acquitté, c'est-à-dire après sortie de l'entrepôt final auprès d'une compagnie pétrolière, ne sont redevables ni de la TGAP, ni de la TIPP (Loi de finance 2006).

Exonérations fiscales attribuées au biodiesel

L'incorporation de biodiesel dans le gazole peut permettre aux producteurs importateurs de carburants de bénéficier de réductions fiscales sur la vente de leurs

carburants par le biais de deux mécanismes : par le biais d'une exonération partielle de la TIPP appliquée au gazole ou par le biais d'une exonération partielle ou totale de la TGAP appliquée au gazole. Les avantages fiscaux accordés au biodiesel ont pour but de rendre compétitives des technologies dont les productions sont encore peu rentables par rapport à leurs substituts pétroliers. Au cours de la phase de maturation des technologies de production du biodiesel, ces subventions ont permis de rendre le biodiesel compétitif. Ces mesures reposent sur des justifications d'ordre purement environnementales en ce qui concerne la TGAP et des raisons d'ordre social (emplois agricole), économique (balance commerciale), environnemental, politique (indépendance énergétique) pour ce qui est de la défiscalisation de la TIPP.

Défiscalisation partielle de la TIPP

En France, les biocarburants bénéficient, depuis 1992, d'une défiscalisation partielle de la TIPP. En 2003, cette opportunité a été étendue à toute l'Union Européenne (Directive 2003/30/CE). Ce cadre doit contribuer à un meilleur fonctionnement du marché intérieur des biocarburants, sans effet de distorsion sur la concurrence. En France, ces aides se présentent sous la forme d'agréments de production de biocarburants permettant l'application d'un taux d'accise différencié aux mélanges produits pétroliers/biocarburants. Ces mélanges bénéficient, dans la limite des quantités fixées par l'agrément, d'une réduction de la TIPP du montant nécessaire à la réduction de l'écart des coûts de production entre les biocarburants et les produits fossiles substitués. Les taux de défiscalisation de la TIPP accordés à l'incorporation du biodiesel au gazole dans les conditions prévues par la loi (max. 5% en volume) pour la période 1998-2007 sont donnés dans le tableau 11.5.

	1998-2001	2002	2003	2005	2006	2007
Défiscalisation TIPP	36,59	35,06	33	33	25	25
TIPP gazole	36,7 à 38,9	38,9	39,19	41,69	41,69	42,6*
Taux effectif du mélange (5%)	36,7 à 38,8	38,7	38,9	41,26	40,86	41,72

* : Application de la TIPP régionale

Source : UFIP 2007, d'après le Ministère des Finances

Tableau 11.5 – Évolution de la défiscalisation accordée au biodiesel (€/hl)

Il est intéressant de noter que depuis 1998, les niveaux de défiscalisation de la TIPP accordés au biodiesel ont été revus à la baisse. La réduction de l'écart entre le prix du

gazole et le coût de production du biodiesel peut s'expliquer par une meilleure information des pouvoirs publics sur ces données, mais aussi par les économies d'échelle réalisées par les agro-industriels de production du biodiesel et l'évolution du prix du pétrole brut. La détermination des niveaux de défiscalisation a reposé sur plusieurs méthodes d'évaluation des coûts de production du biodiesel : des formules basées sur des évaluations de procédés (J. Lévy & Couveinhas, 2000) et des enquêtes auprès des producteurs (R. Lévy, 1993; J. Lévy & Couveinhas, 2000; Prévot et al., 2005). Toutefois ces évaluations sont toujours remises en question de même que leurs justifications du fait du poids sur le budget de l'état de cette mesure. Les agréments de défiscalisation ne sont pas réellement des dépenses de l'État mais plutôt un manque à gagner puisqu'ils correspondent à une moindre rentrée d'argent. Les dépenses sont fonction des quantités agrémentées et du niveau de défiscalisation de la TIPP en vigueur. Le manque à gagner de l'État a atteint 156 M€ en 2005. En 2010, le manque à gagner de l'État pourrait atteindre 900 M€ si le niveau de la défiscalisation de la TIPP accordée au biodiesel restait de 25€/hl. Notons que pour que le budget attribué au biodiesel reste le même que celui de l'année 2005, les niveaux de défiscalisation devraient décroître jusqu'à atteindre 4,3€/hl en 2010, en considérant que tous les agréments seront utilisés (tableau 11.6).

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Agréments (tonnes)	417 502	677 502	1 342 523	2 477 523	2 727 523	3 177 523
Défiscalisation (€/hl)	33	20,4	10,3	5,6	5,1	4,3

Tableau 11.6 – Niveau de défiscalisation de la TIPP à accorder au biodiesel pour rester à iso-budget par rapport à l'année 2005 (156 M€)

Pour compenser ce manque à gagner de l'État, les pouvoirs publics français ont mis en place un système complémentaire à cette défiscalisation basé sur une taxe nouvellement mise en place : la TGAP. Ce mécanisme est susceptible à terme de se substituer au système d'agrémentation.

Exonération de la TGAP

En parallèle de cette mesure, le gouvernement français a mis en place début 2005 une nouvelle taxe environnementale sur les produits pétroliers : la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP). Elle s'applique sur chaque carburant à hauteur de la valeur des ventes de chaque carburant, essence et gazole. L'assiette de la taxe dépend

du prix du carburant considéré et du volume de ses ventes. La TGAP peut néanmoins être exonérée à hauteur du taux d'incorporation en énergie de biocarburant et ce, jusqu'à avoir atteint le taux de la TGAP. Une incorporation plus importante que le taux de la TGAP ne permet pas en revanche de bénéficier d'autres avantages fiscaux. Le coût de la TGAP pour les distributeurs de carburants répond à la formule suivante :

$$\begin{cases} TC = (TR - BR)Q_{EF}(P_{EF} + AT) & \text{si } BR \leq TR \\ TC = 0 & \text{si } BR > TR \end{cases}$$

Avec TC : coût de la TGAP,

TR : taux de la TGAP en vigueur,

BR : Taux de biodiesel incorporé au gazole, en énergie, $BR = \frac{\alpha Q_{BF}}{\beta Q_{EF}}$,

α : valeur énergétique d'une tonne de biodiesel,

β : valeur énergétique d'une tonne de gazole,

Q_{BF} : quantité de biodiesel en tonne,

Q_{EF} : quantité de gazole (biodiesel inclus) en tonne,

P_{EF} : prix de marché du gazole,

AT : taxes additionnelles.

En 2005, la valeur forfaitaire à prendre en compte pour appliquer le taux de la TGAP de 1,2 % en énergie était de 74€/hl de gazole mis à la consommation. Le niveau de la TGAP correspondait alors à 0,88€/hl de gazole (Prévoit et al., 2005). Sur la base de la même assiette, pour un taux de la TGAP de 7% en 2010, la taxation correspondrait à 5,2€/hl de gazole mis à la consommation. Etant données les quantités de gazole mises en vente, cette taxe incite fortement les distributeurs de gazole à incorporer du biodiesel dans le gazole. L'incorporation de biodiesel permettrait, dans les conditions 2005, d'économiser près de 68,1€/hl de biodiesel incorporé dans le cadre de l'exonération de la TGAP (Prévoit et al., 2005). Toutefois, si un distributeur n'a pas acheté la quantité de biocarburants lui permettant de bénéficier de l'exonération de la TGAP, il peut acheter un certificat d'incorporation à un autre distributeur qui a incorporé plus de biocarburant que le taux de la TGAP (Prévoit, 2007). Ainsi, un marché des certificats d'incorporation de biocarburants a, de cette manière, été mis en place.

Dans ce chapitre, nous avons présenté l'approche que nous mettrons en œuvre pour évaluer les mesures françaises de promotion du biodiesel. Après avoir décrit les mesures en question, nous avons situé notre travail de thèse par rapport aux travaux existants et nous avons montré nos principales contributions. L'objectif de ce travail est d'analyser l'impact de la production et de l'incorporation de biodiesel à hauteur de 7% en énergie dans le gazole à l'horizon 2010 sur :

1. l'usage des terres agricoles,
2. la compétitivité du biodiesel, c'est-à-dire l'écart entre le coût de production du biodiesel et le coût du gazole en fonction du prix du pétrole brut,
3. l'impact de l'incorporation du biodiesel sur les émissions de CO₂ du raffinage,
4. le commerce extérieur des produits pétroliers.

Sans chiffrer les externalités qui sont liées à ces aspects, nous commenterons de manière quantitative et qualitative les mesures de promotion du biodiesel à l'horizon 2010.

Le prochain chapitre est consacré à la présentation de la modélisation de l'offre agricole et agro-industrielle sur laquelle reposera notre analyse systémique et intégrée de la filière biodiesel française.

Chapitre 12

Disponibilité des surfaces agricoles

12.1 Les acteurs des filières de production des biocarburants

La filière de production du biodiesel s'articule principalement autour de 3 groupes d'acteurs opérant des échanges entre eux, ainsi qu'avec les acteurs d'autres filières :

- Les agriculteurs produisent la matière première, c'est-à-dire le colza dans le cas étudié ici.
- Les organismes de collecte agricole récupèrent, centralisent, stockent et écoulent les productions agricoles vers les industries agro-alimentaires ou chimiques.
- Les agro-industries (agro-alimentaires et chimiques) procèdent à la transformation des productions agricoles en huile puis en biodiesel.

La filière de production du biodiesel concerne par conséquent deux marchés successifs : le marché du colza énergétique et le marché du biodiesel.

Les agriculteurs

En 2005, la France comptait 346 529 exploitations agricoles professionnelles couvrant une superficie totale (ou surface agricole utile (SAU)) de 27,5 millions d'hectares, soit environ la moitié du territoire métropolitain français. L'agriculture française est fortement orientée vers la production de grandes cultures (céréales et oléoprotéagineux) pour lesquelles 78 000 exploitations agricoles professionnelles cultivent

près d'un tiers de la SAU nationale (Source : Agreste). Elles sont aussi bien destinées au marché alimentaire humain (vente directe, marché, autoconsommation) et animal, qu'aux agro-industries (agro-alimentaires, chimiques, cosmétiques, biocarburants, etc.). Les principales productions végétales françaises à usage alimentaire et plus marginalement à usage industriel sont présentées dans le tableau 12.1.

	Surface (Mha)	Rendement moyen (100kg/ha)	Production récoltée (Mtonnes)	Nb d'exploitations concernées
Céréales	9,33	70	64,1	246 182
dont Blé tendre	4,85	72	34,8	188 068
Maïs grain	1,61	84	13,7	86 646
Triticale	0,33	54	1,8	
Oléagineux	1,94	32	6,2	102 653
dont Colza	1,23	37	4,5	
Tournesol	0,4	23	1,5	
Soja	0,05	25	0,14	
Betteraves indus.	0,38	823	31,2	27 442

Source : Agreste, 2005

Tableau 12.1 – Grandes cultures produites en France en 2005

En 2005, le total des surfaces agricoles consacrées aux cultures à vocation industrielle s'élevait à 789 394 ha, soit 2,9% de la SAU française (ONIOL, 2006). En termes de surface, la culture industrielle dominante est le colza qui représentait, en 2005, 86% de cette surface. Près de la moitié de l'assolement national en colza était consacrée à la production colza énergétique. Sur les 2 millions d'hectares concernés, près de 1,6 millions de tonnes de colza énergétique ont été produits dans le cadre de 76 000 contrats entre agriculteurs et agro-industriels. Si la culture de colza destinée à la production de biodiesel est amenée à se développer dans de nouvelles exploitations, il faut toutefois noter que cette culture nécessite l'acquisition d'un savoir-faire technique particulier qu'environ 34% des exploitants agricoles français ne possèdent pas encore (Sourie et al., 2005).

Les organismes de collectes agricoles

Il en existe deux types : le négoce agricole et les coopératives agricoles.

Le négoce agricole et les **coopératives agricoles** assurent l'achat et la vente de produits agricoles et alimentaires ainsi que des services (notamment avec les coopératives d'utilisation de matériel agricole CUMA). La collecte et la distribution du colza sont réparties entre les coopératives pour 65% des parts de marché, le négoce

pour 31 % et d'autres structures marginales pour 4 % des parts de marché ¹. Les organismes de collecte sont un passage obligé entre agriculteurs et agro-industriels puisqu'ils vont écouler les quantités de colza collectées et stockées vers ces derniers.

L'agro-industrie

On appelle agro-industrie toute industrie transformant ou conditionnant les produits agricoles. Deux agro-industries sont particulièrement concernées par la production de biodiesel. Un premier agro-industriel, le tritrateur, transforme le colza en huile qui pourra être aussi bien destiné au marché alimentaire qu'au marché énergétique. Ensuite, un second transformateur, l'estérificateur, transforme l'huile en ester méthylique d'huile végétale (EMHV) ou biodiesel (tableau 12.1).

Étapes	Filière biodiesel
Production agricole	
Colza	0,73 ha =2,439 tonnes
Transformation primaire = trituration	
Produit principal Huile	1 tonne
Coproduit Tourteaux	1,415 tonnes
Transformation secondaire = estérification	
Produit principal EMHV	1 tonne
Intrant Méthanol	0,1 tonne
Coproduit Glycérine	0,1 tonne

Tableau 12.2 – Étapes et rendements en produits et co-produits de la production de l'ester méthylique de colza

Deux co-produits sont produits au cours de ces étapes. Le tourteau est produit en quantité importante par les tritrateurs ainsi que la glycérine en quantité plus faible par les estérificateurs.

La filière de production du biodiesel est en interaction avec le marché du colza destiné à des usages alimentaires (huile), avec le marché du tourteau pour l'alimentation animale et avec le marché des produits oléochimiques et de la glycérine. Une compétition entre usages s'opère donc de fait, dès qu'un nouvel usage, tel que l'usage

¹Source : <http://www.negoce-village.com/sites/fna/web/negoce/>

biodiesel, se développe (voir Treguer et al. (2005); Sourie et Tréguer (2005); Ignaciuk et al. (2006) pour la compétition entre usages alimentaire et énergétique des cultures agricoles).

12.2 La modélisation de l'offre agro-industrielle de biodiesel de colza

L'offre de biodiesel de la branche agro-industrielle résulte des offres individuelles en biodiesel des agro-industries présentes sur le marché. Or, comme nous l'avons déjà évoqué, les coûts de production du biodiesel avec les technologies actuelles sont constitués à près de 80% par le coût du colza (Schmidhuber, 2006; Ballerini, 2006). L'offre en biodiesel des agro-industries repose par conséquent sur l'offre en colza énergétique de la branche agricole. C'est pourquoi un degré de précision plus important est attribué à la modélisation des mécanismes conditionnant l'offre agricole en colza énergétique comparé à la modélisation des mécanismes agro-industriels qui ont été simplifiés. Les organismes de collecte, n'étant que des intermédiaires, ne sont pas modélisés dans ce travail de thèse. Par ailleurs, nous considérons que la demande de biodiesel tire la production de colza énergétique. Les agriculteurs français fournissent ainsi aux agro-industriels la quantité de colza qui leur est juste nécessaire d'acquérir pour couvrir leur production de biodiesel agrémentée.

Description générale du modèle d'offre agricole

Le modèle d'Optimisation du Surplus économique des Carburants agricoles Renouvelables (OSCAR) utilisé dans ce travail de thèse a été développé par l'Institut National de la Recherche Agronomique (INRA). C'est un modèle d'équilibre partiel basé sur la programmation linéaire qui a pour fonction objectif la maximisation du profit joint des agriculteurs et des agro-industriels. Il est composé d'un modèle agricole d'offre régional séquentiel multi-annuel (MAORIE) et d'un module agro-industriel (pour plus de détail sur le modèle OSCAR², voir Rozakis & Sourie, 2001, 2002, 2005).

²Dans le modèle OSCAR, 7500 variables sont associées à 6800 contraintes.

Le modèle d'offre agricole MAORIE détermine les choix d'assolement des agriculteurs, c'est-à-dire le choix de rotation culturale, sur la base des marges brutes des cultures, des contraintes agricoles (équations bilan, rotations culturales possibles, plafond de production par groupe de cultures) et d'offre (cultures alimentaires et industrielles). Le modèle représente l'ensemble des exploitations professionnelles de grandes cultures (78 000 exploitations) sur la base d'un échantillon représentatif de 1379 modèles élémentaires d'exploitation agricole. Les modèles élémentaires d'exploitation ont été établis à partir de la typologie des exploitations élaborées par le réseau comptable agricole (RICA). Ils sont caractérisés par leur surface agricole utile et par les rendements des cultures. De plus, chaque exploitation appartient à une région française et à une zone agricole : céréalière (56% des exploitations) ou betteravière (44%). Sur cette base, 16 cultures agricoles (ou usage des sols³) sont modélisées et distinguées selon (1) la région française où est située l'exploitation, (2) la zone agricole à laquelle elle se rapporte, (3) le précédent cultural, (4) l'utilisation finale (consommation alimentaire ou énergétique), (5) le cadre réglementaire de la culture (en dedans ou en dehors de la jachère). Par ailleurs, le modèle MAORIE est un modèle séquentiel multi-annuel pour la période 2004-2010 ce qui signifie qu'une simulation est effectuée par année. Cette modélisation permet non seulement de prendre en compte l'évolution de contextes agronomiques (gains de rendements), réglementaires (réformes de la PAC) et des marchés agricoles (prix), mais également de faire évoluer de manière incrémentale certains paramètres dont le taux d'endettement des exploitations, qui aura un impact sur les niveaux de production de l'année suivante.

D'autre part, un module agro-industriel composé de contraintes globales d'offre d'éthanol de blé et de betterave et de biodiesel de colza⁴ permet de destiner une partie des productions agricoles à des usages énergétiques pour la production de biocarburants. Une série d'équations permet également d'appliquer les rendements des unités de transformation agro-industrielles afin d'obtenir la quantité de biodiesel produite à partir de la quantité de colza disponible (tableau 12.1).

Les principales hypothèses du modèle OSCAR sont :

³Blé, blé dur, betterave, colza, pomme de terre, pois frais, tournesol, escourgeon, soja, orge d'hivers, jachère, sorgho, luzerne, haricot, maïs, orge d'hiver, orge de printemps.

⁴Jusqu'en 2005, la production de biodiesel à base de tournesol étant restée marginale et la production de bio-éthanol à partir de maïs étant pratiquement inexistante, elles ne sont pas prises en compte dans la modélisation.

- le secteur agricole est considéré en situation de concurrence pure et parfaite, les agriculteurs sont donc “price-takers” ;
- la demande de co-produits est considérée comme inélastique ;
- la demande des agro-industries est supposée totalement élastique ;
- la valorisation des biocarburants par les pétroliers est fixée au prix des carburants fossiles correspondants.

Dans ce travail de thèse, nous limiterons notre utilisation du modèle OSCAR au modèle d’offre agricole MAORIE complété des contraintes d’offre globale de colza énergétique. Ainsi, le modèle agricole nous permettra de déterminer les surfaces cultivées en colza énergétique, les quantités de biodiesel disponibles, les coûts de production du colza énergétique produit au niveau national. A ces coûts de production seront ajoutés des coûts de transport et de transformation du colza en biodiesel pour obtenir l’offre agro-industrielle en biodiesel de colza.

L’offre agro-industrielle en biodiesel de colza en 2005

La courbe d’offre agro-industrielle de biodiesel correspond aux relations entre coûts marginaux de production du biodiesel et quantité de biodiesel produite. Afin de construire cette courbe d’offre globale de biodiesel, nous construisons deux courbes d’offre distinctes : une courbe de coût marginal de production de colza énergétique de la branche agricole, somme des courbes d’offre des exploitations agricoles individuelles et, une courbe de coûts variables de transformation du colza de biodiesel par la branche agro-industrielle.

L’offre d’une exploitation individuelle en colza énergétique

Au niveau d’une exploitation agricole, le choix de l’assolement, c’est-à-dire des cultures qui sont mises en production et de leurs rotations, se fait en fonction de la recette factorielle marginale de la terre pour la culture i (RFm_i). La valorisation marginale (RFm_i en €/ha) d’une culture i dépend de son prix de marché (p_i en €/t), de la subvention ou prime à l’hectare qui lui est accordée (s_i en €/hl) et de son coût de production (c_i en €/ha). Elle s’écrit de la manière suivante :

$$RFm_i = p_i \times r_i + s_i - c_i \quad (12.1)$$

Les agriculteurs étant considérés comme “price takers”, le prix des cultures (p_i) sont des paramètres fixés au niveau national. Les primes (s_i) sont, elles, différenciées par région alors que les rendements en cultures (r_i) et les charges (c_i) sont propres à une exploitation. Les marges brutes des cultures sont par conséquent différentes pour chaque culture, ce qui fait que chaque exploitation a un assolement optimal propre. L’introduction d’une culture présentant une marge différente des autres cultures (soit parce que cette culture est nouvelle, soit parce qu’une partie de la production de cette culture bénéficie d’une prime spéciale) modifiera l’assolement de certaines exploitations. A l’inverse, la propriété de dualité des programmes linéaires nous permet de déterminer la marge à laquelle l’agriculteur concerné est disposé à produire une quantité de colza déterminée. De cette manière, nous pouvons déterminer le coût d’opportunité du colza énergétique de chaque exploitation, c’est-à-dire “le prix minimal du colza énergétique permettant l’introduction de quantités données de cette culture dans la rotation culturale d’une exploitation sans réduire le revenu de cette exploitation” (Sourie, 2002). Pour construire la courbe d’offre individuelle d’une exploitation, il s’agit de déterminer les coûts d’opportunités du colza pour plusieurs quantités de colza énergétique à produire.

L’offre du secteur agricole en colza industriel

Construction de la courbe

La fonction d’offre de cultures à vocation énergétique de la branche agricole correspond à la somme des offres agrégées par modèle d’exploitation. Le modèle agricole est composé de 1 300 modèles élémentaires d’exploitations agricoles aux caractéristiques différentes. Chaque modèle élémentaire est répété autant de fois qu’il existe d’exploitations appartenant à cette catégorie d’après le réseau d’information comptable agricole (RICA). Sans contrainte globale, la maximisation du profit des exploitations serait équivalente à une maximisation de la somme des profits individuels de chacune des exploitations. Les contraintes globales d’offre de cultures énergétiques lient les exploitations entre elles et entraînent une allocation de la production des cultures énergétiques dans les exploitations les plus efficaces économiquement. Ainsi, nous sommes en mesure de déterminer le coût d’opportunité du colza énergétique pour le secteur agricole, c’est-à-dire le “coût marginal du producteur le moins efficace” répondant à la demande de colza énergétique (Rozakis & Sourie, 2001).

La courbe d'offre de la branche ($S(p)$) est égale à :

$$S(p) = \sum_{j=1}^n \alpha_j S_j(p) \quad (12.2)$$

avec $S_j(p)$ représentant l'offre des modèles élémentaires d'exploitations de la branche agricole, $j \in [1, \dots, n]$ l'indice des modèles élémentaires d'exploitation, α_j le nombre d'exploitations correspondant au modèle élémentaire j . Nous pouvons construire la courbe d'offre en colza énergétique de la branche, somme des offres des modèles élémentaires d'exploitation affectés de leur coefficient de représentativité α_j (figure 12.1).

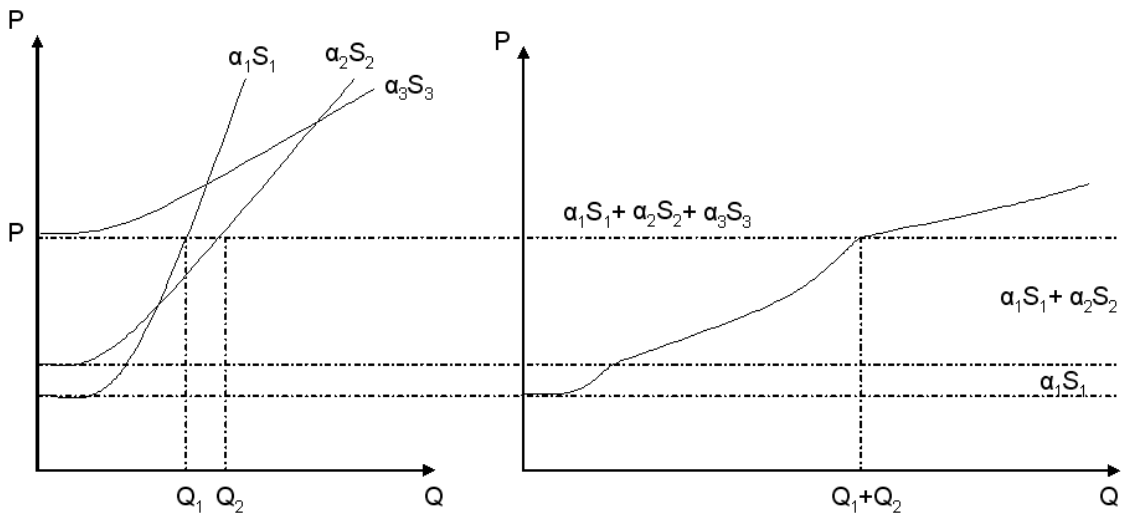


Figure 12.1 – Agrégation des offres individuelles pour construire la courbe d'offre de la branche

Le grand nombre de modèles élémentaires d'exploitation a pour effet de lisser la courbe d'offre de la branche agricole. En effet, les paliers caractéristiques de la programmation linéaire qui composent la courbe d'offre de colza énergétique du secteur agricole sont très étroits ce qui donne l'impression d'une courbe continue.

Description de la courbe d'offre de colza énergétique

La culture de colza est identique d'un point de vue agronomique qu'elle soit à usage énergétique ou alimentaire. Néanmoins, deux zones de production peuvent être différenciées : sur jachère et hors jachère.

La mise en jachère de 10% de la surface en céréales et oléoprotéagineux (SCOP) d'une exploitation correspond à une perte nette de revenu pour les agriculteurs. La prime jachère, étant garantie aussi bien dans le cas de la jachère "nue" que d'une jachère "industrielle", la possibilité de produire sur cette surface du colza énergétique est intéressante pour les agriculteurs dès lors que le coût d'opportunité du colza est égal à la charge de la culture de colza sur jachère réduite de la charge de la jachère d'environ 30€/ha (tableau 12.3).

	Prime €/ha	Charges €/ha	Marge brute €/ha
Colza ester sur jachère	378	359 + 150	609
Jachère "nue"	378	30	348
Colza ester avec ACE	378 + 45	359	833
Colza ester hors ACE	378	359	788
Colza alimentaire	378	359	788

Source : INRA

Tableau 12.3 – Données économiques 2005 des cultures et usages de sols agricoles

La charge sur jachère comprend la charge d'entretien obligatoire de la surface déclarée en jachère, la charge due à la mise en production supplémentaire de 10% de la SCOP de l'exploitation (main d'oeuvre et matériel estimée à 75€/ha), ainsi que la charge due au surcoût de production sur jachère (également estimée à 75€/ha) (données de l'INRA). En effet, la moindre qualité des terres en jachère ainsi que leurs distances à l'exploitation peuvent être traduites par un surcoût de charge pour la production de cultures sur jachère. Un agriculteur possédant une bonne connaissance de la conduite de la culture de colza pourra déclarer une partie de sa production de colza en jachère industrielle (voir encadré). Dans le cas d'un agriculteur fonctionnant en jachère tournante, l'effet de la jachère industrielle est d'augmenter la surface cultivable française. Cette augmentation se traduit par le remplissage de la totalité des surfaces en jachère cultivable en colza énergétique ainsi qu'une réduction des surfaces hors jachère en colza (déclarées en colza énergétique sur jachère) au bénéfice d'autres cultures. Au niveau national, l'offre de colza énergétique sera par conséquent tout d'abord assurée par la jachère industrielle des exploitations les plus performantes. La production de colza hors jachère présente des charges et des rendements en colza identiques quel que soit son usage. Par contre, d'un point de vue économique, les niveaux de primes et de prix vont entraîner des différences de

marges brutes. Hors jachère, en plus de la prime grandes cultures de 350 €/ha, le colza énergétique pourra bénéficier de la prime ACE de 45€/ha. Les agriculteurs auront par conséquent toujours intérêt à destiner leur colza hors jachère à l'usage énergétique pour bénéficier de l'ACE. Au niveau national, cette prime est limitée mais pas encore contraignante. Quand elle le deviendra, les agriculteurs les moins efficaces n'auront pas la possibilité de produire du colza énergétique sur ACE. Au-delà de la limite de l'ACE, une augmentation de l'offre en colza énergétique nécessitera que le prix du colza énergétique soit supérieur au prix du colza alimentaire, auquel il se substituera dans un premier temps. Ensuite, pour des prix encore plus élevés, d'autres usages du sol seront substitués, toujours sur la base de la comparaison de marges de ces usages et du colza énergétique.

A partir de ces éléments nous pouvons décomposer l'allure de la courbe d'offre de colza énergétique en plusieurs phases (figure 12.2).

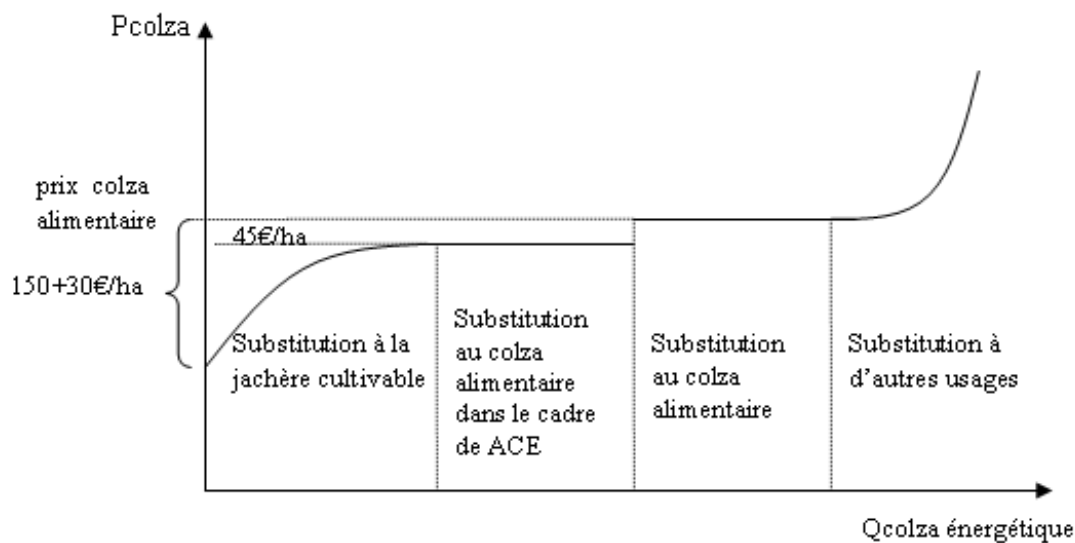
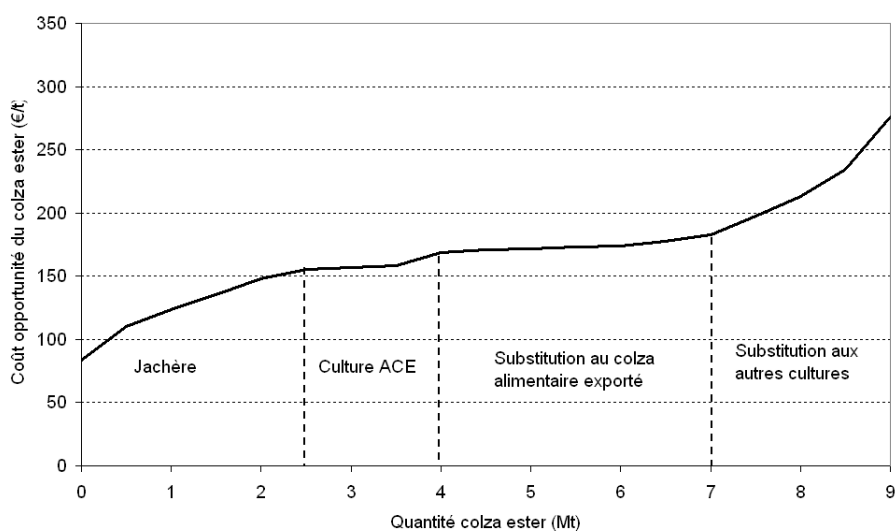


Figure 12.2 – Décomposition de l'allure de la courbe d'offre en colza énergétique

Après avoir déterminé le prix auquel les agriculteurs sont disposés à produire la quantité de colza énergétique permettant aux agro-industriels de produire du biodiesel à hauteur de leur agrément, il faut ajouter une série de coûts (transport, transformation) pour déterminer le coût marginal de production du biodiesel.

Calibrage du modèle agro-industriel dans le contexte de l'année 2005

Dans les conditions 2005, un certain nombre de paramètres ont été fixés pour obtenir la courbe d'offre de colza énergétique. Ils concernent notamment le volume de colza alimentaire à produire. En effet, dans cette modélisation, une production de colza de 2 millions de tonnes destinée à l'alimentation humaine est privilégiée. Après avoir produit ces 2 millions de tonnes de colza qui correspondent à la consommation intérieure de la graine de colza, les agriculteurs pourront envisager produire du colza pour la production de biodiesel. Par ailleurs, la prime d'aide aux cultures énergétiques est fixée à 45€/ha et pour des raisons agronomiques, la surface maximum de production de colza est limitée à 30% de la surface agricole de chaque exploitation. Les prix des autres cultures correspondent au prix du marché 2005 (voir tableau 12.3). La courbe d'offre de la branche obtenue par paramétrisation sur les quantités de colza énergétique à produire est présentée sur la figure 12.3.



Source : réalisée conjointement avec Loïc Guindé de INRA Economie Publique, Grignon.

Figure 12.3 – Courbe d'offre en colza énergétique de la branche agricole dans les conditions 2005

D'après la figure 12.3, les agriculteurs français peuvent produire environ 2,5 Mt de colza énergétique sur jachère (soit 0,75 Mha), après quoi ils produisent 1,42 Mt de colza sur ACE, hors jachère. Au total, les mesures de promotion agricoles concernent en 2005, près de 4 Mt de colza soit 1,17 Mha permettant de produire potentiellement

1,64 Mt de biodiesel de colza. Ensuite, 3 Mt de colza énergétique peuvent encore être produits en substitution à du colza alimentaire mais en dehors du cadre de l'ACE, puis au-delà de 7 Mt une substitution avec d'autres cultures intervient.

Par ailleurs, l'offre en biodiesel des agro-industries est égale à la somme des offres individuelles des agro-industries qui présentent des coûts de transformation du colza en biodiesel différents en fonction de la technologie et de la taille des unités industrielles. Nous faisons l'hypothèse que les agro-industriels implantés en France possèdent tous la même technologie et que les activités de trituration et d'estérification sont verticalement intégrées, ce qui se vérifie généralement dans la pratique.

En 2005, sur les 417 502 tonnes de biodiesel agrémentées pour la mise à consommation en France, 20 110 tonnes de production agrémentée ont été attribuées à des agro-industriels implantés en dehors du territoire et environ 10 500 tonnes n'ont pas été produites (Source du Ministère de l'Agriculture). Cette même année, l'offre en biodiesel des agro-industriels implantés en France avait été assurée par 4 unités agro-industrielles⁵ (tableau 12.4).

Société	Unité	Capacité	Production agrémentée
Diester Industrie (DI)	Grand Couronne	260 000 t	260 000 t
Diester Industrie	Compiègne	100 000 t	83 500 t
Cognis France*	Boussens	40 000 t	33 000 t
Inéos	Verdun	34 500 t	10 446 t
Total		434 500 t	386 946 t

* : travail à façon pour Diester Industrie

Source : Ministère de l'Agriculture, Sofiproteol et al. (2006)

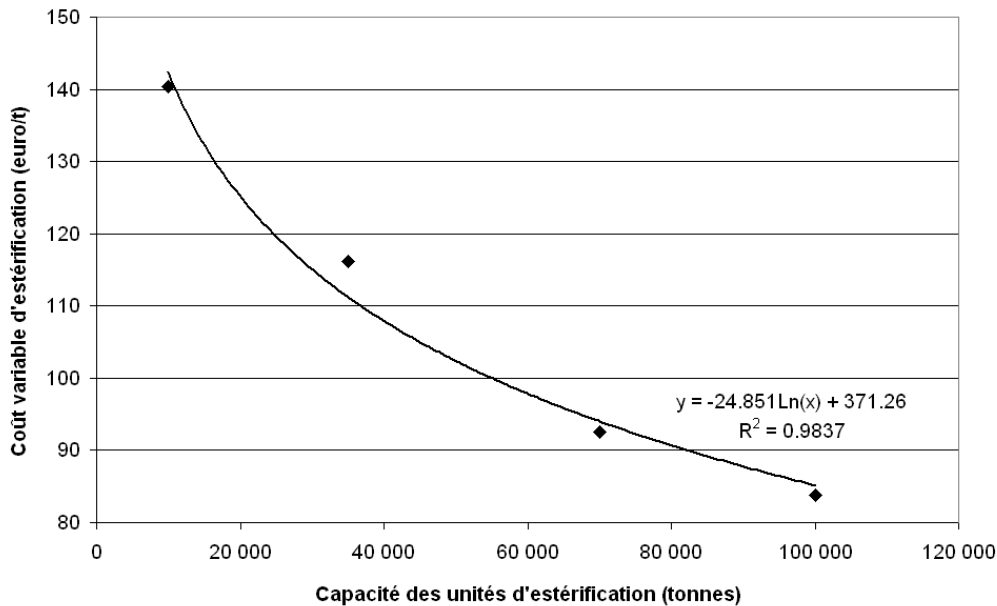
Tableau 12.4 – Capacité des unités d'estérification agrémentées et implantées en France

Les agro-industriels ayant besoin de 2,44 tonnes de colza pour fabriquer une tonne de biodiesel, la production française en colza énergétique nécessaire pour répondre à ces agréments était de 940 000 tonnes (tableau 12.4). Les agriculteurs français ont par conséquent consacré près de 385 000 hectares à la culture de colza à vocation énergétique principalement dans le cadre de la jachère qui représentait 1,5 millions d'hectares disponibles. D'après le modèle OSCAR, les agriculteurs étaient disposés à produire cette quantité de colza au prix de 123€/t. Le coût de la matière première

⁵Notons qu'un agrément de 10 446 tonnes avait été accordé à l'unité de Sète de Diester Industrie pour la période 2005-2009, mais que cette unité n'est entrée en fonctionnement qu'en 2006

agricole s'élevait donc, pour les agroc-industriels, à 300 euros par tonne de biodiesel produit.

Par ailleurs, d'après les données de Lurgi (Ballerini, 2006), il est possible de déterminer (en première approximation) une relation entre les capacités des unités d'estérification et le coût variable d'estérification de ces unités (figure 12.4).



Source : Lurgi

Figure 12.4 – Relation entre taille des unités d'estérification et coût variable d'estérification

En appliquant cette relation aux tailles des unités implantées en France et agrémentées en 2005, nous pouvons déterminer les coûts variables de transformation agro-industriels du colza au biodiesel. Seuls les coûts d'estérification changent (tableau 12.2). Les coûts correspondant aux autres étapes sont identiques quelles que soient les capacités des unités.

Les coûts variables de transformation du colza en biodiesel sont très sensibles au prix du tourteau de colza, du méthanol ainsi que de la glycérine. Pour chaque tonne de biodiesel produite, 1,415 tonnes de tourteau de colza sont produits. Ce co-produit destiné à l'alimentation animale est produit en plus grande quantité que le produit fini auquel nous nous intéressons. Pour ce qui est du méthanol et de la glycérine, l'équation de transestérification (dans des conditions stoechiométriques) nous permet

Coûts correspondant à l'étape	Capacités des unités			
	34 500	40 000	100 000	260 000
Collecte et distribution	-----	57,16	-----	-----
Trituration & raffinage	-----	76,25	-----	-----
Estérification ¹	111,6	107,92	85,15	61,41
Transport ester	-----	4,55	-----	-----
Mélange	-----	9,16	-----	-----
Autres coûts	-----	34,7	-----	-----
Coût total de transformation	294	290	267	233

Source : J. Lévy & Couveinhes, 2000; Rozakis & Sourie, 2005

¹ source : Lurgi dans Ballerini, 2006 p.319 et calculs propres

Tableau 12.5 – Coûts variables de transformation du colza en biodiesel (€/t, sans valorisation des co-produits)

de comprendre dans quelle mesure le prix du biodiesel en dépend.

1 tonne d'huile + 0,1 tonne de méthanol \rightleftharpoons 0,1 tonne de glycérine + 1 tonne de biodiesel

En 2005, les prix des co-produits étant de 100€/t pour la glycérine (valorisation comme combustible⁶ (Heming & Claude, 2006), de 120€/t pour le tourteau de colza et le coût d'opportunité de colza de 300€/t (d'après le modèle OSCAR), nous pouvons calculer le coût de production total du biodiesel de colza (tableau 12.6 et figure 12.5).

Capacités des unités (t)	34 500	40 000	100 000	260 000
Quantité de biodiesel agrémentée (t)	10 446	33 000	83 500	260 000
Coût de la biomasse en 2005 (€/t)	300	300	300	300
Coût industriel variable total (€/t)	294	290	267	233
Sous Total (€/t)	594	590	567	533
Sous Total (€/hl)	53	52	50	47
Valorisation co-produits (€/hl)	-16	-16	-16	-16
Coût de production total (€/hl)	37	36	34	31

Tableau 12.6 – Coût de production du biodiesel retenu pour la modélisation

Avec une valorisation de la glycérine à 300€/t (prix retenu par Sourie et al., 2005) à la place de 100€/t, les coûts de production totale du biodiesel du tableau 12.6

⁶Il existe d'autres valorisations possibles de la glycérine et notamment après purification elle peut être utilisée en cosmétique et dans le domaine médical. Nous considérerons par conséquent, que le coût de production du biodiesel calculé correspond à un coût de production maximum.

ci-dessus seraient réduits de 1,8€/hl.

La production de biodiesel est tirée par les productions agrémentées par les pouvoirs publics. Les producteurs de biodiesel produisent de manière à respecter leurs agréments et le taux d'incorporation donné par la TGAP, sachant que cette production sera achetée par les distributeurs de carburants qui bénéficieront d'une réduction de taxe importante. Les agro-industriels répercutent cette demande sur les agriculteurs. Pour construire la courbe d'offre agro-industrielle de biodiesel, il s'agit de classer les coûts variables de transformation par ordre croissant et d'ajouter les coûts de la biomasse agricole (2,44 tonnes de colza pour 1 tonne de biodiesel, figure 12.5).

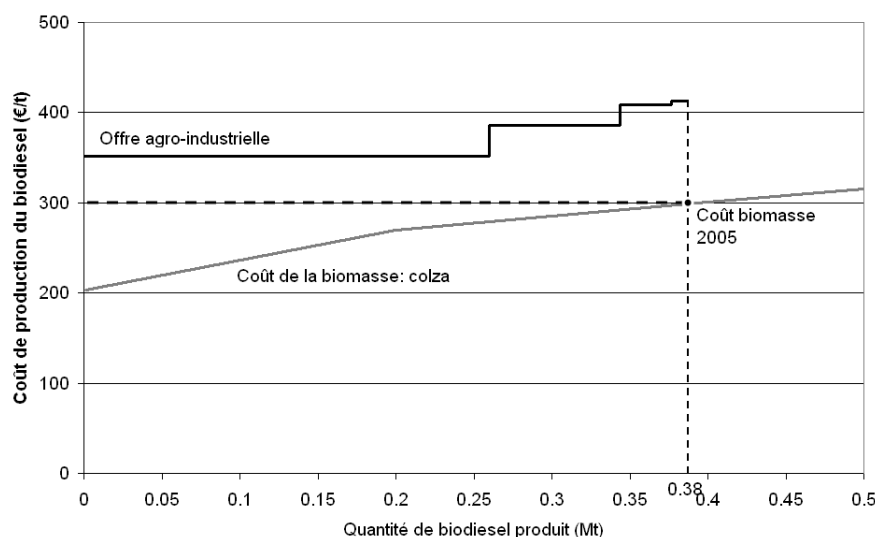


Figure 12.5 – Courbe d'offre agro-industrielle de biodiesel dans les conditions 2005

D'autres études donnent des coûts de revient du biodiesel pour la France compris entre 35€/hl et 55€/hl (tableau 12.7).

Les études effectuées donnent des coûts supérieurs à ceux obtenus pour 2005. Notamment, Prévot et al. (2005) donnent, d'après les déclarations des producteurs français de biodiesel, un coût moyen de production de biodiesel de 55€/hl. Notre estimation présente un coût inférieur car notre calcul se base sur le coût d'opportunité de production agricole qui est fonction du rapport des marges des cultures présentes sur les assolements des agriculteurs et non pas sur le prix du marché du colza. En prenant un prix du colza de 205 €/t pour la campagne 2004-2005, nous arriverions à un coût de production maximum du biodiesel de 50€/hl. Il est néanmoins pos-

Source	Année	Coût de production	
		€/hl	€/t
Marleix (2004)	2004	35	396
Prévoit et al. (2005)	2005	55	622
Wassell et Dittmer (2006)	2001/03	30 à 35	339-396
Rozakis et Sourie (2005)	2002	38,5±0,2	535±2,3
Sourie et al. (2005)	2010	47	532
Treguer et al. (2005)	2010	48,2	545

*Certains chiffres n'ont pas été donnés explicitement par les auteurs mais ont été calculés en prenant $d=0,0884$ t/hl.

Tableau 12.7 – Évaluations des coûts de production du biodiesel

sible que les agriculteurs aient vendu leur colza produit sur jachère au prix du colza alimentaire et, dans ce cas, ce sont les agriculteurs qui se sont accaparés le surplus présent procuré par la prime de jachère. Ou alors, ce sont les agro-industriels qui ont effectués des déclarations de coût de production sur la base du prix de marché du colza alimentaire alors qu'ils se fournissent en colza énergétique au coût d'opportunité. Les deux cas sont possibles et dépendent du pouvoir de négociation des deux acteurs impliqués (figure 12.6).

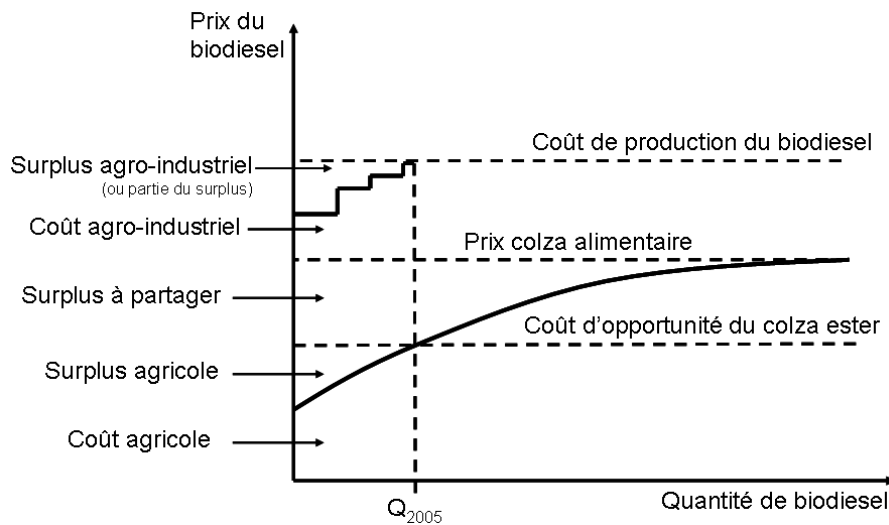


Figure 12.6 – Partage des surplus de production de la filière de biodiesel dans les conditions 2005

Toujours est-il que dès que la surface en jachère sera totalement occupée (soit dès 2007), le surplus qui pouvait faire l'objet d'un partage entre agro-industriels et agriculteurs sera complètement acquis par les agriculteurs car le prix de revient du colza

énergétique s'alignera sur celui du colza alimentaire, à la prime ACE près. A l'horizon 2010, les études devraient par conséquent converger.

Scénario agricole pour l'année 2010

Pour construire la courbe d'offre de biodiesel à l'horizon 2010, nous allons procéder de la même manière que pour l'année 2005, c'est-à-dire que nous allons tout d'abord construire la courbe d'offre agricole de colza énergétique dans les conditions des marchés et des politiques agricoles attendues à l'année 2010. Puis, nous ajouterons les coûts de transport et transformation des agro-industries aux coûts de la matière première agricole. Par ailleurs, comme l'estiment Prévot et al. (2005), l'évolution du coût de production du biodiesel dépendant de façon inélastique de l'évolution du cours du pétrole. Nous ignorerons, par conséquent, tout effet du prix du pétrole brut sur le coût de production du biodiesel.

Au niveau agricole, les principaux paramètres resteront identiques. La demande en colza alimentaire restera fixée à 2 millions de tonnes. C'est donc seulement après avoir produit ces deux millions de tonnes que les agriculteurs pourront envisager de produire du colza énergétique ⁷. Le rendement s'améliore de 0,03 t par an et par hectare (Sourie & Tréguer, 2005), il passe donc de 3,34 t/ha en 2005 à 3,5 t/ha en 2010. Entre les années 2005 et 2010 un changement de politique agricole sera également pris en compte puisqu'en 2006, le découplage partiel des aides agricoles est entré en vigueur. Toutefois, Sourie et Tréguer (2005) estiment que le découplage des aides ne devrait pas modifier la compétitivité du colza hors jachère et sur jachère puisque les aides PAC sont les mêmes dans ces deux contextes. Par ailleurs, le régime du sucre devrait entraîner une baisse des quotas ainsi que des prix, ce qui d'après Sourie et al. (2005) pourrait dans un premier temps favoriser la culture de colza. En ce qui concerne les prix des cultures, ils sont indexés sur les prévisions de prix de l'OCDE et FAO (2004, 2005) et du FAPRI (2004, 2005).

Au niveau des agro-industries, en 2010, l'industrie se sera fortement développée, mais

⁷Le relâchement de la contrainte de production minimum de colza alimentaire effectué par Caffè (2006) montre que cette hypothèse n'a pas d'effet sur le coût d'opportunité du colza jusqu'à atteindre la fin du plateau. Le seul effet est l'allongement du plateau puisque plus de terre est disponible pour la culture du colza énergétique en substitution au colza à destination du marché de l'alimentaire. En 2010 comme nous n'atteignons pas la fin du plateau, cette hypothèse est sans effet.

sera toujours principalement basée en France. Les industriels implantés en France et agrémentés par les pouvoirs publics sont présentés dans le tableau 12.8⁸.

Société	Unité	Capacité	Prod. agrémentée
Diester Industrie	Sète 1 et 2 (34)	500 000	338 714
	Grand Couronne 1 et 2 (76)	520 000	266 400
	Compiègne 1 et 2 (60)	220 000	217 000
	St Nazaire -Montoir (44)	250 000	223 400
	Nogent- Le Mériot (10)	250 000	235 900
	Bordeaux (33)	250 000	226 400
	Coudekerque (59)	250 000	228 500
Cognis	Boussens (31)	120 000	37 803
Inéos	Verdun (55)	230 000	209 752
Nord Ester (Daudruy)	Dunkerque (59)	150 000	90 700
Sica Atlantique	La Rochelle (44)	50 000	60 000
Sarp Industrie	Limay (78)	80 000	45 400
Ecomotion Fr (Bionerval)	Lisieux (14)	55 000	37 900
Biocar (Cie du Vent)	Fos-sur-Mer (13)	200 000	100 000
SCA pétrole et dérivés	Cornille (35)	100 000	55 000
Centre Ouest Céréales	Chalandray (86)	120 000	60 000
Airas 4 (Saria)	Montoir (44)	55 000	30 000
Total		3 400 000	2 662 870

Source : Ministère de l'Agriculture, Sofiproteol et al. (2006)

Tableau 12.8 – Capacité des unités d'estérification agrémentées et implantées en France (t/an)

Nous considérons qu'à l'horizon 2010, les unités agro-industrielles de production de biodiesel bénéficieront de la même technologie que celle utilisée en 2005. Ainsi, en appliquant la formule d'extrapolation du coût variable de transformation du biodiesel en fonction de la capacité, nous pouvons déterminer pour chaque taille d'unité le coût variable de transformation et tracer la courbe de coût correspondante. Nous faisons l'hypothèse que les prix du tourteau de colza et la glycérine restent identiques à leurs valeurs en 2005. Pour la glycérine, s'il est vrai que le prix du marché risque de chuter du fait de l'offre abondante que va entraîner la production de biodiesel, il est probable que les usines s'équipent d'unité de purification de la glycérine pour valoriser ce produit à un prix supérieur. D'après Ballerini (2006), la purification de la glycérine coûte environ 200€/t et permet de valoriser la glycérine 400€/t plus cher que le prix de la glycérine non purifiée. Avec un prix de la glycérine de basse qualité

⁸Les unités de production des sociétés Total SA et Progilor Bouvart étant dédiées à la production de gazole synthétique ou biodiesel à partir de matière première différente du colza, nous ne les comptabiliserons pas comme des unités de production de biodiesel.

valorisée comme combustible de 100€/t (Heming & Claude, 2006), les raffineurs peuvent espérer en 2010 une valorisation de 300€/t.

En 2010, l'agro-industrie de production du biodiesel sera composée d'un grand nombre d'unités. Certaines de taille importante réaliseront des économies d'échelles élevées, néanmoins d'autres de plus petite taille augmenteront fortement le coût des dernières tonnes de biodiesel produites. Le coût de transformation des plus petites unités sera pratiquement égal en 2005 et en 2010.

Rappelons que la compétition entre usage énergétique et alimentaire a un impact direct sur le prix du colza. La demande cumulée en colza alimentaire et énergétique tirera les prix des marchés du colza vers le haut. Une prise en compte des fonctions de demande en colza alimentaire dans le modèle OSCAR permettrait de simuler les évolutions de prix (Sourie & Tréguer, 2005).

Nous allons intégrer ces effets de compétition en s'appuyant sur les travaux de Dronne et Gohin (2006); Gohin (2007) qui cherchent à évaluer l'impact du développement des biocarburants sur les marchés agricoles (tourteaux et colza). Pour ce faire, nous construisons deux scénarios. Le scénario 1 correspond au scénario favorable au développement du biodiesel. Il se traduit par une augmentation du prix de la graine de colza de +12% et une réduction faible du prix du tourteau de colza de -5,2% (données Dronne & Gohin, 2006⁹). Pour ce qui est de la glycérine, nous considérons dans ce scénario que son prix reste identique à celui de 2005. Dans le scénario 2, les prix varient plus fortement. De +42,6% pour la graine de colza et de -12,4% pour le tourteau de colza. Ce scénario est moins favorable au développement du biodiesel (données Gohin, 2007). Pour ce qui est de la glycérine, nous considérons dans ce scénario que son prix diminue de 50% à 150€/t (tableau 12.9).

Le modèle d'offre agro-industriel ainsi calibré nous permettra d'évaluer dans la section suivante la disponibilité des surfaces agricoles françaises pour répondre à la demande en colza énergétique à l'horizon 2010. Il sera également mis en œuvre dans les deux prochains chapitres pour l'évaluation de la compétitivité du biodiesel et de l'impact sur les émissions de GES de son utilisation.

⁹L'étude considère des évolutions de prix entre 2002 et 2010 pour une production de 5,75%. Ici nous considérons que le même impact sur les prix entre 2005 et 2010 pour une production de biocarburant de 7% en 2010.

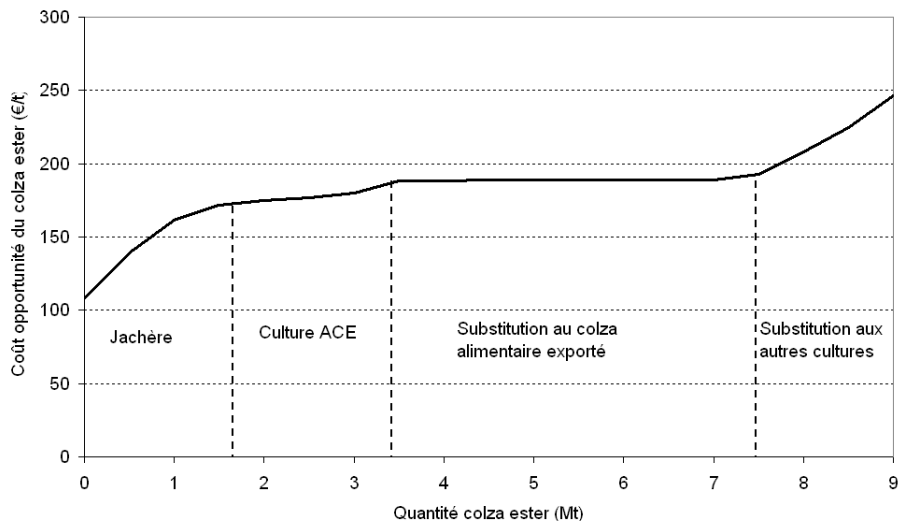
	Tourteaux	Graines	Glycérine	Coût transf.	Total
Prix (€/t)	110	204	300		
Évolution					
scénario 1	-5,2%	+12%	0%	-1,5	
scénario 2	-12,4%	+42,6%	-50%	-0,2	
Rendement (t/hl)	0,125	0,215	0,009	1	
Contribution	—	+	—	—	
scénario 1 (€/hl)	0,72	5,26	0	-1,5	+ 4,48
scénario 2 (€/hl)	1,7	18,7	1,35	-0,2	+21,6

Tableau 12.9 – Évaluations des écarts entre coûts de production et valorisations

12.3 Disponibilité des surfaces agricoles françaises à l’horizon 2010

Description de la courbe d’offre agro-industrielle obtenue

Dans les conditions 2010, nous obtenons la courbe d’offre de colza énergétique présentée sur le graphique 12.7.



Source : réalisée conjointement avec Loïc Guindé de INRA Economie Publique, Grignon.

Figure 12.7 – Courbe d’offre en colza énergétique de la branche agricole dans les conditions 2010

En 2010, d’après la figure 12.7, les surfaces en jachère permettent de produire une quantité de colza énergétique de 1,7 Mt (soit 0,5 Mha avec un rendement de 3,5t/ha).

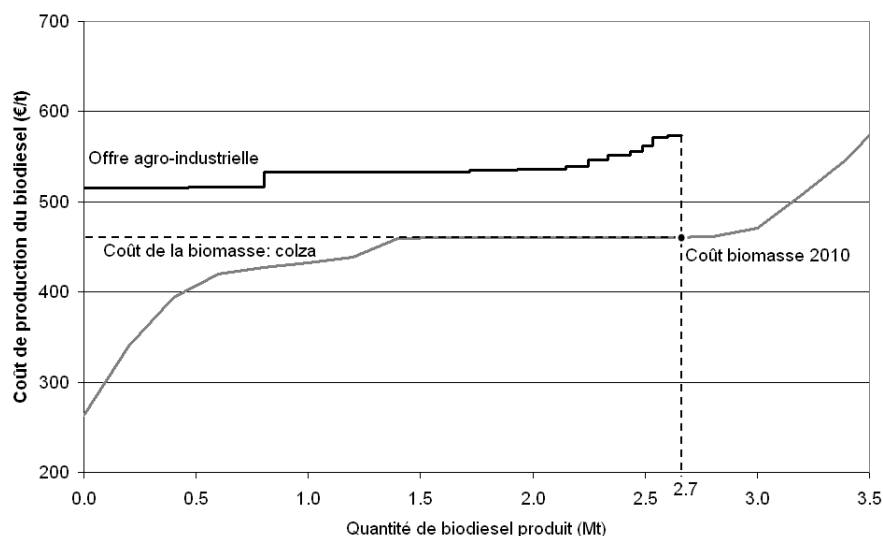


Figure 12.8 – Courbe d’offre du secteur agro-industriel en biodiesel dans les conditions 2010

Sur ACE, ce sont près de 1,5 Mt de colza énergétique qui pourront être produites (soit environ 0,5 Mha). Ensuite, 4 Mt de colza à usage alimentaire pourront être détournées vers un usage énergétique, hors ACE. Au delà de 7 Mt de colza énergétique à produire, des substitutions avec d’autres cultures seront nécessaires.

En superposant les deux courbes précédentes, nous obtenons la courbe d’offre de biodiesel du secteur agro-industriel pour l’année 2010 (figure 12.8).

En 2010, la production agréementée destinée à l’agriculture française est donc de 2,7 millions de tonnes de biodiesel, ce qui correspond à une quantité de colza énergétique à produire de 6,5 Mt. Les agriculteurs produisent cette quantité de 6,5 Mt de colza énergétique si les agro-industriels leur concèdent un prix de 189€/t. Les agro-industriels ayant besoin de 2,44 tonnes de colza pour fabriquer une tonne de biodiesel, la matière première agricole leur reviendra à 461 euros par tonne de biodiesel produite.

En 2010, les coûts de production du biodiesel obtenus par le biais de la modélisation agro-industrielle vont de 51€/hl (577€/t) pour les plus petites unités à 46€/hl (520€/t) pour les plus grandes. Bernard et al. (2006); Bernard et Prieur (2007), en prenant une unité de transformation du biodiesel de caractéristique moyenne,

avaient obtenu pour 2010 un prix du biodiesel de 48€/hl. CONCAWE et al. (2006) avançaient au niveau européen des coûts de production du biodiesel de colza de 63,3 €/hl pour 2010 alors que Sourie et al. (2005); Treguer et al. (2005) le chiffrait respectivement à 47€/hl et 48,2€/hl.

En prenant en compte les évolutions de prix des co-produits et des graines de colza du fait de la compétition entre usages énergétiques et alimentaires, les coûts de production du biodiesel pourraient augmenter de 9% en 2010 pour atteindre la fourchette de 50,5€/hl à 55,5€/hl dans le cas du scénario favorable et 40% pour atteindre 67€/hl à 73€/hl dans le cas du scénario défavorable.

Les surfaces nécessaires et disponibles

Pour parvenir à l'objectif de 7% d'incorporation de biocarburants dans les carburants, les agriculteurs français devront consacrer près de 2,215 Mha de terres agricoles. Environ 1,86 millions d'hectares seront dédiés au colza "énergétique" pour répondre à une production de biodiesel de 2,7 Mt en 2010¹⁰. Le rendement moyen en biodiesel d'un hectare de culture de colza "énergétique" augmentera en 2010 pour atteindre 1,45 t/ha, contre 1,37 t/ha en 2005. Au total, avec la production de colza alimentaire, ce sont près de 2,5 Mha de la SAU française qui seront emblavés en colza ce qui correspond à un doublement des surfaces par rapport à l'année 2005. Les surfaces à mobiliser pour produire les quantités de biodiesel indiquées par le gouvernement sont supérieures au cumul des surfaces en jachère et des surfaces éligibles à l'ACE. Les surfaces en jachère sont estimées à 1,5 Mha mais seulement 70% de cette surface serait cultivable (source : CGAAER, Sourie & Tréguer, 2005). En considérant que les surfaces éligibles à l'ACE sont réparties en fonction de la SCOP des pays de l'Union Européenne, les surfaces éligibles à l'ACE ne représentent, quant à elles, que 425 000 ha pour la France. Si d'autres surfaces qui ne faisaient pas l'objet de production agricole en 2005 ne sont pas utilisées pour la production de cultures énergétiques, il faudra en 2010 détourner de leurs usages actuels, la production de près de 1,1 Mha pour répondre à la demande de biocarburants en 2010. Notons toutefois, qu'en France, près de 2,5 millions d'hectares de terres agricoles sont non

¹⁰Les surfaces en blé et en betteraves nécessaires à la production d'éthanol sont évaluées à 0,357 Mha, soit cinq fois moins que pour le colza énergétique

cultivées¹¹, seules les surfaces en friches pourraient être remises en culture avec les “moyens normalement disponibles sur une exploitation” (Source : Agreste). D’après les données du recensement agricole de l’année 2000 effectué par Agreste, les friches, landes non productives et territoires non agricoles, représenteraient seulement 0,5 Mha. La production de cultures énergétiques entrera par conséquent, avant 2010, en compétition avec la production de cultures destinées à des usages alimentaires humains ou animaux (Bernard & Prieur, 2007; Sourie & Tréguer, 2005; Ignaciuk et al., 2006). **Il serait toutefois possible, d’après nos résultats, de produire du colza énergétique en détournant les productions destinées à l’exportation vers un usage énergétique**, en conservant un usage national de 2 Mt de colza. Sur la figure 12.9, ces éléments se traduisent par le fait que l’équilibre du marché de colza énergétique pour l’année 2010 se situe à l’extrême droite du plateau de substitution entre colza alimentaire et colza énergétique.

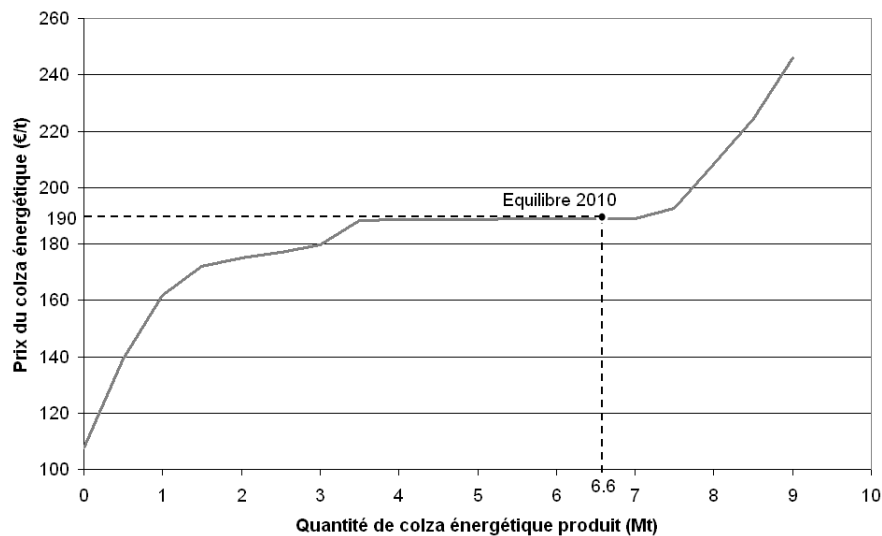


Figure 12.9 – Courbe d’offre agricole de colza énergétique pour 2010

Cette perspective pose toutefois le problème de la sécurité alimentaire mondiale.

¹¹“Ce poste comprend les landes non productives, friches, terres incultes, landes non pacagées, exploitations abandonnées, cultures permanentes abandonnées, les chemins d’exploitation non stabilisés. Les friches (ou superficies agricoles utilisables, mais non utilisées) sont des terres non comprises dans l’assolement depuis plus d’une campagne agricole” (Agreste).

Coûts de production et mesures de promotion du colza à vocation énergétique

Les agriculteurs sont disposés à produire les 2,7 Mt de colza énergétique en 2010 au prix du colza alimentaire puisque les dernières tonnes de colza énergétique produites se font hors jachère et hors ACE. Sur la courbe 12.9, le coût de production du colza énergétique se situe sur le plateau correspondant au coût de production du colza alimentaire.

Ces résultats remettent en cause le principe de la jachère et de l'ACE. A partir du moment où la quasi-totalité des surfaces initialement destinées à des utilisations non productives font l'objet d'une récolte, les dispositifs aussi variés que les jachères "agronomique", "faune sauvage", "couvert environnemental bandes enherbées" ou bien un "gel vert" qui ont permis de valoriser cette mesure de contrôle de la production perdent de leurs sens. Si le dispositif de jachère "industrielle" prend le pas sur l'ensemble de la jachère exploitable, il serait plus cohérent de supprimer le cadre de la jachère pour éviter que le plan biocarburant français ne soit "d'assurer de manière structurelle aux exploitants un prix aux cultures énergétiques supérieur aux prix des cultures alimentaires" (Prévoit et al., 2005). Sinon, les pouvoirs publics doivent faire en sorte de protéger les surfaces en jachère consacrées à d'autres usages. De même pour l'ACE, cette prime à la production, contraire au principe de découplage des aides à la production mis en place en 2003 par l'accord du Luxembourg, n'aura d'autres effets en 2010 que d'accorder un surplus de revenu aux agriculteurs qui destinent leur production de colza à un usage énergétique. Cette mesure n'a pour légitimité que de promouvoir la production de cultures énergétiques lorsque les surfaces éligibles à l'ACE ne sont pas saturées.

Le recours aux importations d'oléagineux

Le recours aux importations d'oléagineux dépendra de la manière dont les Pouvoirs Publics orienteront l'implantation des biocarburants dans l'usage des sols : substitution à la jachère, remise en culture des friches, substitutions aux exportations, etc. Toujours est-il qu'il sera nécessaire, si la France n'est pas en mesure de répondre à la totalité de la demande en cultures énergétiques à des prix raisonnables, de développer des sources d'approvisionnement extérieures (en Europe ou hors d'Europe).

Rappelons, de plus, qu'en prenant en considération les phénomènes de compétitions entre cultures énergétiques et alimentaires, il apparaît que **plus la quantité de colza énergétique à produire sur le sol français sera importante, plus le coût marginal de production de ce colza énergétique augmentera.**

La société Diester Industrie a déjà annoncé qu'elle utiliserait en 2010 près de 10% d'huile de soja ou de palme d'origine extra-communautaire. Prévot et al. (2005) souligne que ce niveau d'importation a été atteint au premier semestre 2005 alors qu'il était de 2% les années précédentes. Aucune règle sur l'origine géographique de la biomasse agricole n'étant dictée pour la production de biodiesel (qui serait contraire aux règles de concurrence européenne), l'importation de produits agricoles de pays européens tiers ou extra communautaires n'est pas problématique pour le développement de l'utilisation du biodiesel. Cette pratique permettrait même d'améliorer la compétitivité du biodiesel par rapport au gazole conventionnel. Elle soulève néanmoins des questions d'ordre environnemental (pratiques culturelles et impact environnemental de l'acheminement de ces matières premières) et sociales qui réduisent l'intérêt des cultures importées.

Dans ce chapitre, nous avons présenté la modélisation de la filière de production du biodiesel et constitue les courbes d'offre en colza énergétique et en biodiesel pour les années 2005 et 2010 en fonction des coûts de production du colza énergétique et des coûts des unités agro-industrielles qui produisent du biodiesel à hauteur des agréments dont elles bénéficient.

D'après notre modélisation, il apparaît qu'en 2010, pour un prix du tourteau de colza de 120€/t et de la glycérine de 300€/t :

- les coûts de production du biodiesel pourraient être compris entre 46 et 51€/hl avec un colza produit hors jachère et hors ACE et donc vendu au prix du colza alimentaire sans prise en compte de l'évolution des prix des co-produits et des graines de colza ;
- les coûts de production du biodiesel pourraient augmenter de 9% à 40% en prenant en compte les évolutions des prix des co-produits et des graines de colza du fait de la compétition entre usages.

Par ailleurs, nous avons montré que pour atteindre 7% d'incorporation de biodiesel dans le gazole il serait nécessaire de mobiliser 1,857 Mha pour la culture de colza énergétique. L'agriculture française est en mesure de fournir aux agro-industriels implantés en France la quantité de colza nécessaire en mobilisant les surfaces en jachère cultivables et en détournant les productions de colza destinées à l'exportation vers une utilisation énergétique. Si les pouvoirs publics orientent l'agriculture française vers ce type de substitution, ils devraient également remettre en question la production de cultures énergétiques sur la jachère et la prime d' "aide aux cultures énergétiques" (ACE).

Chapitre 13

Compétitivité et incitations fiscales du biodiesel

13.1 Couplage des modèles agro-industriels et de raffinage

Intérêt et méthodologie de couplage

Le marché des biocarburants se situe à l'intersection du secteur agricole/agro-industriel et du secteur pétrolier. La dimension importante et les enjeux économiques de ces secteurs ont incité les pouvoirs publics et les instituts de recherche à élaborer des modélisations complexes, mais indépendantes pour chacun d'eux. A l'origine, l'étude du marché des biocarburants se faisait sur la base d'hypothèses simplificatrices. Au niveau agricole, on considère que le biodiesel est valorisé au prix du gazole corrigé du contenu énergétique. Du côté pétrolier, on considère que le prix de la matière première agricole est égal au prix du marché. Les élasticités prix de l'offre de biodiesel d'une part et de la demande de biodiesel d'autre part, sont considérées comme étant infinies. **L'intérêt du couplage des modèles agro-industriel et de raffinage est de relâcher ces hypothèses en prenant en compte les élasticités prix de l'offre et de la demande du biodiesel** afin de mieux décrire le fonctionnement du marché et d'utiliser les résultats de flux (émissions de CO₂, balance commerciale des produits pétroliers, surfaces agricoles nécessaires) et d'ordre économique (coûts

de production agricole et recette factorielle marginale du biodiesel pour les raffineurs français) des deux modèles.

Pour chaque année considérée, nous réalisons un couplage de type externe, qui consiste à effectuer des simulations coordonnées entre les deux modèles. Ce couplage externe correspond à une mise en cohérence des modèles mis en œuvre de manières indépendantes. Les résultats obtenus par chaque modèle sont ensuite utilisés de manière conjointe pour développer l'analyse du marché et des mesures de promotion du biodiesel. Cette méthode permet de ne pas tracer les courbes d'offre et de demande dans leur totalité mais de se positionner sur un point précis de la courbe d'offre et de demande. Elle est donc plus facile à mettre en œuvre quand le modélisateur veut comparer plusieurs situations (prix du brut, année, etc.). Dans ce travail de thèse, nous nous focalisons sur le marché du biodiesel néanmoins, la production de cultures énergétiques nécessaire à la production d'éthanol (blé et betterave) n'a pas été occultée au niveau agricole car les cultures énergétiques peuvent rentrer en compétition pour l'usage des sols. Par ailleurs, au niveau pétrolier, l'incorporation d'éthanol à l'essence est également prise en compte car le gazole et l'essence relèvent de processus de production joints. Production et incorporation de l'éthanol sont prises en compte à hauteur des agréments délivrés par les pouvoirs publics français pour l'année considérée.

Dans chaque situation à analyser, la méthode de couplage consiste à effectuer trois simulations successives pour une quantité de biodiesel Q^* (ainsi qu'une quantité d'éthanol) à produire :

1. Optimiser le modèle agricole sous la contrainte de production minimum de colza énergétique de $2,44 \cdot Q^*$ permettant de produire la quantité (Q^*) de biodiesel. Une fois le coût marginal de production de cette quantité de colza énergétique (Cm_a^*) obtenu, constituer le coût marginal de production agro-industriel de biodiesel (Cm_b^*) en rajoutant au coût de la biomasse agricole ($2,44 \cdot Cm_a^*$) le coût de transformation de l'agro-industrie de l'unité utilisée la moins efficace pour produire la quantité voulue (P_t^*). Par ailleurs, nous relevons les surfaces mobilisées en cultures agricoles destinées à la production de biocarburants.
2. Optimiser le modèle de raffinage en contraignant les raffineurs à ne pas utiliser de biodiesel (et d'éthanol) afin de relever les exportations et les importations de produits pétroliers ainsi que leurs émissions de CO_2 quand la demande en

carburants pétroliers n'est assurée que par des bases d'origine fossile ;

3. Optimiser le modèle de raffinage en imposant aux raffineurs d'incorporer la quantité Q^* de biodiesel dans leur gazole (idem pour l'éthanol) afin de relever la recette factorielle marginale (RFm_b ou valorisation marginale) du biodiesel des raffineurs pour cette quantité de biodiesel. De plus, nous relevons les exports et imports de produits pétroliers dans cette situation et les émissions de CO_2 des raffineries quand celles-ci utilisent des biocarburants.

Les résultats de ces simulations nous permettent d'évaluer dans un contexte précis l'impact de la production et de l'utilisation du biodiesel sur les surfaces agricoles nécessaires à la production des cultures énergétiques, les émissions de gaz à effet de serre, le commerce des produits pétroliers ainsi que de calculer les niveaux de défiscalisation du biodiesel optimaux d'après nos hypothèses de modélisation. Nous avons choisi de découpler ces études afin d'évaluer plus finement les tendances, les sensibilités des chiffres obtenus. La partie précédente a permis d'évaluer la disponibilité des terres agricoles, cette section est consacrée à la détermination de la compétitivité du biodiesel et la suivante dressera l'analyse de l'influence de l'incorporation de biodiesel sur les émissions de GES. Précisons néanmoins que cette méthode de couplage permet de déterminer de manière systématique toutes les informations à ces évaluations.

Calcul de la défiscalisation minimale à accorder au biodiesel

Sur la base des résultats obtenus, nous pouvons calculer le montant minimal de défiscalisation (Def_{min}) que les pouvoirs publics doivent instaurer pour mettre sur le marché la quantité Q^* de biodiesel (figure 13.1).

Si une défiscalisation est nécessaire, c'est-à-dire que le biodiesel n'est pas compétitif par rapport à son substitut pétrolier, le coût marginal de production du biodiesel est supérieur à sa recette factorielle marginale. Le montant de défiscalisation est obtenu par différence entre le coût marginal de production du biodiesel des agro-industriels (Cm_b , optimisation 1) et la recette factorielle marginale du biodiesel des raffineurs (RFm_b , optimisation 3). Cet écart correspond au montant que le gouvernement doit compenser pour permettre l'échange de la quantité Q^* de biodiesel ait lieu. La défiscalisation à mettre en place peut prendre la forme d'une exonération de la TIPP ou de la TGAP ou encore d'une combinaison entre les deux mécanismes. Le montant

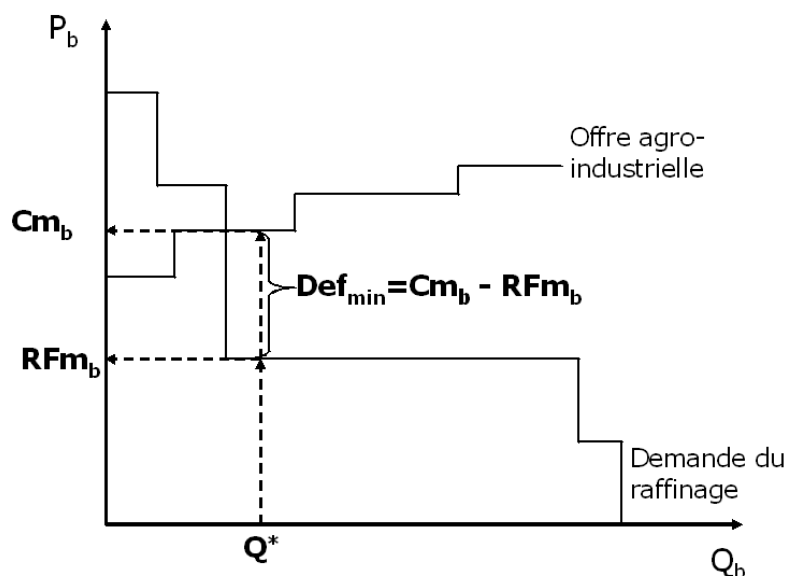


Figure 13.1 – Détermination de la défiscalisation à attribuer au biodiesel par la méthode de couplage

de défiscalisation déterminé correspond au montant “minimal” car la viscosité et les imperfections des marchés considérés, ainsi que les signaux de sécurisation des investissements peuvent légitimer des niveaux de défiscalisation supérieurs. Dans le cas où le coût marginal de production est inférieur à la recette factorielle marginale du biodiesel alors, aucune défiscalisation n’est nécessaire et il existe un équilibre de marché correspondant à des quantités échangées supérieures. Si la différence entre ces deux valeurs est nulle, c’est que la quantité de biodiesel échangée correspond à l’équilibre de marché.

Analyse de la situation en 2005

En croisant les courbes d’offre agro-industrielle et de demande des raffineurs que nous avons construites pour l’année 2005, nous sommes en mesure de déterminer le montant minimum de défiscalisation de la TIPP qu’il aurait été optimal de mettre en place, a posteriori, d’après notre modélisation. Le montant de défiscalisation de la TIPP correspond à l’écart entre le coût de production du biodiesel de l’unité agréementée la moins efficace (qui est la “dernière” à répondre à la demande) et la recette factorielle marginale du biodiesel des raffineurs. Nous considérons deux

cas : 1) le cas où les agriculteurs vendent leur colza énergétique à son coût réel de production et 2) le cas où les agriculteurs vendent leur colza énergétique au prix du colza alimentaire (figure 13.2).

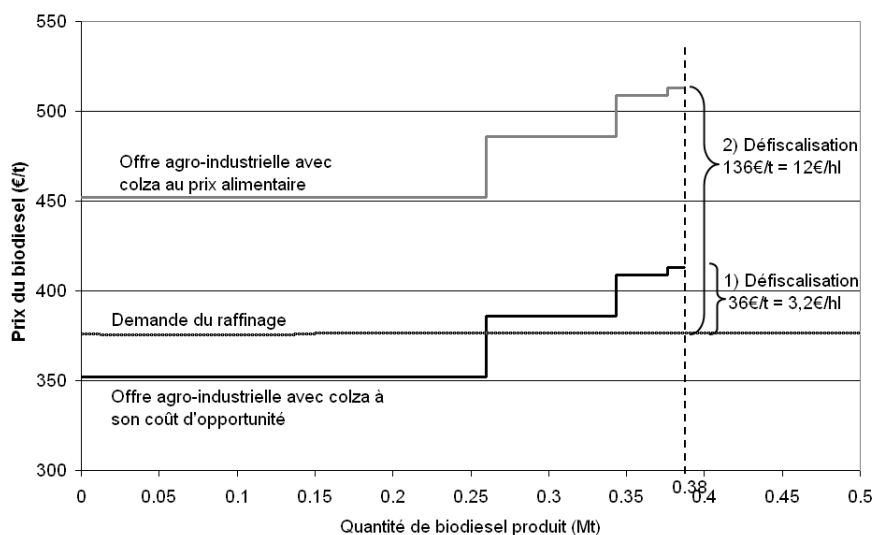


Figure 13.2 – Courbe d’offre agro-industrielle et de demande de l’industrie française du raffinage dans les conditions 2005

En 2005, pour un prix moyen du pétrole brut (Brent) de 54\$/t, la défiscalisation minimum à mettre en place pour compenser l’écart entre les coûts de production du biodiesel de l’agro-industrie et le prix auquel les raffineurs français sont prêts à acheter le biodiesel était de 3,2€/hl dans le cas 1 et de 12€/hl dans le cas 2. La différence provient du coût d’approvisionnement en colza qui est près de 30% moins cher sur jachère qu’hors jachère (où la production est destinée au marché alimentaire). Toutefois, dès 2007, les terres en jachère disponibles seront complètement occupées et le prix du colza énergétique s’alignera sur le prix de marché du colza alimentaire (à la prime ACE près). En 2005, le biodiesel était défiscalisé à hauteur de 33€/hl (350€/t). Il semble donc y avoir eu surcompensation en 2005. Toutefois, ces niveaux de défiscalisation sont à comparer avec ceux mis en place en 2006 par les pouvoirs publics sur la base des informations disponibles par les pouvoirs publics pour l’année 2005. En 2006, le niveau de défiscalisation de la TIPP accordée au biodiesel a été revu à la baisse. Il a été établi à 25€/hl conformément aux calculs du rapport Prévot et al. (2005). Ce montant est toujours supérieur aux niveaux de défiscalisation obtenus dans le cadre de notre analyse.

Description du scénario 2010

En 2010, le calendrier d'incorporation de biocarburants fixé par la loi est de 7% en énergie pour la France alors qu'il n'est que de 5,75% pour les autres pays Européens. D'après les scénarios prospectifs de demande de produits pétroliers de l'IFP à l'horizon 2010, la demande de gazole atteindra l'équivalent de 36,1 Mt en énergie¹ et celle d'essence 9,12 Mt (les demandes des autres produits pétroliers sont reportées dans le tableau 13.1).

	Demande(Mt)	Corrélations	Sources
Propane	1.9	$1.068_{(39,6)} P_{Brent} + 57.22_{(8,6)} ; R^2 = 0,81$	Auteur
Butane	1.1	$1.026_{(35,3)} P_{Brent} + 33.75_{(4,7)} ; R^2 = 0,77$	Auteur
Naphta	8	$1.096_{(19,12)} P_{Brent} + 21.17_{(2,46)}$	IFP
Gasoline	9.1	$1.37_{(74,9)} P_{Brent}$	IFP
Jet Fuel	6.9	$1.245_{(181,3)} P_{Brent} ; R^2 = 0,88$	Auteur
Diesel	36.1	$1.327_{(179,2)} P_{Brent} ; R^2 = 0,95$	Auteur
Heating oil	14.7	$1.17_{(58,1)} P_{Brent}$	IFP
Low sulfur fuel oil	2.3	$0.63_{(37,6)} P_{Brent}$	IFP
High sulfur fuel oil	3.5	$0.68_{(122,8)} P_{Brent}$	IFP
Prix des pétroles bruts			
Arabian light		$0.852_{(246)} P_{Brent} ; R^2 = 0,96$	Auteur
Arabian heavy		$0.775_{(164)} P_{Brent} ; R^2 = 0,91$	Auteur
Forcados		$0.951_{(708)} P_{Brent} ; R^2 = 0,98$	Auteur
Prix d'autres produits			
Gas-oil Russe		$1,23 P_{Brent} - 3.18 ; R^2 = 0,9$	Auteur
Gaz naturel		$0,626_{(23,2)} P_{Brent} + 50,62_{(9)} ; R^2 = 0,63$	Auteur

(.) : statistique t-Student

Tableau 13.1 – Demandes et évolutions des prix des produits pétroliers et des pétroles bruts (\$/t) en 2010

En 2010, les quantités de biodiesel à incorporer et à produire atteignent 2,9 Mt parmi lesquelles 2,7 Mt seront produites par des agro-industries implantées en France. Pour la filière essence, il est nécessaire de produire et d'incorporer 1,02 Mt d'éthanol. Par ailleurs, l'évolution des spécifications des produits pétroliers sera prise en compte. Elle concerne les spécifications de teneur en soufre des carburants automobiles, qui

¹Nous verrons que l'incorporation de biodiesel présentant un moindre contenu énergétique que le gazole d'origine fossile aura pour effet d'augmenter la production totale de gazole (fossile+biodiesel).

ne seront plus de 50 ppm comme en 2005, mais de 10 ppm. Celle du fioul domestique passera de 2000 ppm en 2005 à 1000 ppm en 2010.

Pour ce qui est des prix à l'horizon 2010, nous avons choisi d'étudier trois scénarios de prix du pétrole brut : 50\$/bl, 70\$/bl et 90\$/bl. Au sein du modèle de raffinage, l'intégration de relations de corrélations nous a permis de prendre en compte l'impact de l'évolution du prix du brut sur les prix des produits pétroliers ainsi que sur les prix des pétroles bruts. La plupart des corrélations retenues ont été élaborées par l'IFP en novembre 2002 sur la base des travaux de Simon (1999). Les relations retenues sont des relations de long terme. Afin de compléter les relations de prix manquantes, nous avons effectué certaines corrélations sur la base de données mensuelles de janvier 1999 à janvier 2006 pour les prix des produits pétroliers (\$/t) de la base Platts et de juillet 1987 à septembre 2005 pour le prix des pétroles bruts (\$/t) (tableau 13.1). Les travaux de Bernard et al. (2006); Bernard et Prieur (2007) mettent en œuvre la méthode de couplage externe proposée pour les années 2008, 2010 et 2012 et pour trois prix du pétrole brut différents. Ici, nous avons choisi de nous focaliser sur l'année 2010 afin d'approfondir l'analyse de la filière de production du biodiesel au niveau agricole, agro-industriel et aussi pétrolier. Cette approche nous permet également d'approfondir l'analyse des mesures de promotion française du biodiesel.

13.2 Compétitivité et modulation de la TIPP du biodiesel en 2010

Analyse de la compétitivité du biodiesel

Les simulations coordonnées du modèle agricole et du modèle de raffinage appliquées au contexte de l'année 2010, nous permettent de déterminer la compétitivité du biodiesel, c'est-à-dire la différence entre le coût de production des agro-industriels français et la recette factorielle marginale du biodiesel pour les raffineurs français pour une quantité de biodiesel de 2,7 Mt.

Du côté agricole, nous avons obtenu trois fourchettes de coûts de production agricole dépendant du scénario pris en compte. Le scénario de base correspond aux résultats du modèle agro-industriel sans prendre en compte les évolutions probables des prix des co-produits et de la graine de colza. Le scénario favorable correspond au scénario

1 pour lequel l'évolution des prix est la moins défavorable aux coûts de production du biodiesel alors que le scénario 2 prend en compte une évolution des prix défavorable aux coûts de production du biodiesel. Rappelons néanmoins que l'influence du prix du pétrole sur les coûts de production du biodiesel étant marginale (Prévoit et al., 2005), elle n'a pas été prise en compte. Du côté du raffinage, une simulation est effectuée pour chaque prix du brut considéré afin de déterminer la valorisation marginale du biodiesel par l'industrie du raffinage. Les résultats des modèles sont reportés sur le tableau 13.2.

Prix du brut(\$/bl)	Coût marginal	Valorisation marginale	Écart
Scénario de base sans évolution des prix			
50		28	17,5 à 22,5
70	45,5 à 50,5	38,5	7 à 12
90		48,5	-3 à 2
Scénario évolutions des prix favorables			
50		28	22,5 à 27,5
70	50,5 à 55,5	38,5	12 à 17
90		48,5	2 à 7
Scénario évolutions des prix défavorables			
50		28	39 à 45
70	67 à 73	38,5	28,5 à 34,5
90		48,5	18,5 à 24,5

Tableau 13.2 – Écart entre valorisation et coût de production du biodiesel à l'horizon 2010 (en €/hl)

D'une part, les coûts de production du biodiesel augmentent avec les évolutions à la baisse de prix du co-produit et à la hausse du prix des graines de colza. **Plus la compétition entre usages alimentaire et énergétique des cultures est importante, plus les coûts de production agro-industriels augmentent.** D'autre part, la valorisation marginale du biodiesel varie de manière conjointe au prix du pétrole brut. **Plus le prix du pétrole brut augmente, plus les raffineurs sont prêts à acheter le biodiesel à un prix élevé.** Pour évaluer comment les écarts entre la valorisation du biodiesel et ses coûts de production vont évoluer, il faut être en mesure d'arbitrer entre ces deux évolutions opposées. Le caractère transitoire des subventions à accorder au biodiesel pour permettre l'émergence de la filière en dépendra.

Sensibilité de la valorisation du biodiesel au prix du pétrole brut

D'après notre scénario de base, le biodiesel deviendrait compétitif pour un prix du pétrole brut proche de 90\$/bl. **Sans aide des pouvoirs publics et pour des prix du pétrole brut inférieurs, le marché du biodiesel serait inexistant.** Avec des hypothèses similaires, Sourie et al. (2005) estimaient que la production de biodiesel deviendrait rentable en 2010 pour un prix du brut de 80\$/bl.

D'après les résultats obtenus par Sourie et al. (2005), l'équation de corrélation entre le prix du brut et la valorisation du biodiesel est :

$$P_{biodiesel}(\text{€/hl}) = 0,6 \times P_{brent}(\text{\$/bl}) + 1,4 \quad (13.1)$$

Pour faire correspondre leurs analyses avec nos prix du brut, nous pouvons calculer la valorisation du biodiesel par les raffineurs pour des prix du Brent de 50\$/bl et 70\$/bl. Nous obtenons respectivement 31,4€/hl et 43,3€/hl. Ce qui revient à des niveaux de défiscalisation minimum de 15,6€/hl et 3,7€/hl. Ces valeurs sont plus faibles que les nôtres qui sont, pour les mêmes prix du pétrole brut, de 22,4€/hl, 12€/hl respectivement. Les différences proviennent du fait, premièrement, que les coûts de transformations agro-industriels retenus ne correspondent pas à ceux d'une unité représentative (coûts de transformation moyens) mais à ceux de l'unité agro-industrielle la moins efficace répondant à la demande. Ceci a pour effet d'augmenter le coût de production agro-industriel retenu (50,6€/hl contre 47€/hl). Deuxièmement, pour un même prix du pétrole brut, nous obtenons une valorisation du biodiesel plus faible et, plus le prix du pétrole brut est élevé, plus l'écart entre nos deux résultats se creuse. De 3\$/bl pour 50\$/bl, ils passent à 5\$/bl pour 90\$/bl. Cette sur-estimation est principalement liée aux possibilités d'investissements des raffineurs. A l'année 2005, nous obtenions également une sensibilité plus importante de la valorisation du biodiesel au prix du pétrole brut. Nous avons identifié dans seconde partie de ce manuscrit, qu'une augmentation du pétrole brut de 10\$/bl entraînait une augmentation de la valorisation du biodiesel de 92\$/t soit, avec un taux de change dollar/euro de 1,24 et une densité du biodiesel de 884 kg/m³, de 6,5€/hl dans les conditions 2005. Dans le contexte de l'année 2010, pour toute augmentation du prix du brut de 10\$/bl, la valorisation du biodiesel augmente en moyenne de 5,2€/hl. **En 2010, les raffineurs seront moins sensibles aux prix du brut du fait des investissements.** D'après nos calculs, la formule de valorisation du biodiesel

en fonction du prix du brut répondrait, pour l'année 2010, à l'équation suivante :

$$P_{biodiesel}(\text{€/hl}) = 0,52 \times P_{brent}(\text{\$/bl}) + 2,2 \quad (13.2)$$

Une augmentation du prix du brut de 1\$/bl se traduirait donc, en moyenne, par une augmentation du prix de la valorisation du biodiesel de 0,52€/hl. Cette équation nous donne aussi l'augmentation nécessaire que devrait subir le prix du pétrole brut pour rendre le biodiesel compétitif par rapport à son substitut pétrolier.

Par ailleurs, avec une augmentation des prix agricoles et des co-produits favorables, les pouvoirs publics devraient tabler sur un prix du pétrole de 105\$/bl pour ne plus avoir à subventionner la production de biodiesel en 2010. Dans le cas le moins favorable (scénario 2), le prix du brut devrait atteindre 138\$/bl.

Évaluation du mécanisme des agréments

Dans notre scénario de base, il apparaît qu'entre les années 2005 et 2010, les gains de coûts de transformation du biodiesel par les agro-industries les moins efficaces sont faibles. Ils passent de 26€/hl en 2005 pour une unité de capacité de 34 500 tonnes, à 25,1€/hl en 2010 pour une unité de 50 000 tonnes. Les unités les plus efficaces présentent, quant à elles, des rendements d'échelles plus importants. Les gains de coûts de production atteignent 1,5€/hl en 2010 en passant d'une unité de 260 000 tonnes à une unité de 500 000 tonnes.

Nous avons fait l'hypothèse dans notre modélisation que les coûts de transformation du biodiesel étaient fonction de la capacité des unités. En réalité, les coûts de transformations peuvent dépendre de beaucoup de facteurs : nouveaux procédés, approvisionnement en matière première plus économe, etc. Pour stimuler la baisse des coûts de transformation du biodiesel, il faudrait que l'obtention d'agrément de défiscalisation dépende des coûts de production du biodiesel envisagé par les industries qui se présentent. Nous rejoignons donc les remarques de Prévot et al. (2005) qui avancent que le mécanisme d'agrément devrait être plus transparent afin de stimuler la concurrence. Ils proposent à ce propos de définir par décret les critères d'octroi des agréments dans l'ordre de priorité suivant :

1. engagements économiques de la part des agro-industriels (prix de fabrication) ;
2. engagements économiques et de régularité d'approvisionnement de la part du secteur agricole (prix de la biomasse, durée des contrats, partage des risques) ;

3. performances énergétiques (utilisation de sources énergétiques issues de la biomasse et réduction de la consommation).

Enfin, ils proposent un dernier critère de “bonnes pratiques agricoles et environnementales” qui rejoignent les préoccupations de la section suivante relatives à la définition de ces pratiques, voire à la certification des pratiques de production agricole.

Évaluation des mécanismes d'exonération de la TGAP et de la TIPP

Les mesures d'exonération fiscales de la TGAP et de la TIPP accordées au biodiesel sont redondantes pour ce qui est de l'avantage concurrentiel qu'elles procurent au biodiesel, mais complémentaires de par leurs mécanismes. D'une part, la TGAP permet de fixer des objectifs d'incorporation progressifs de biodiesel par le biais d'une taxe progressive de 2005 à 2010. D'autre part, la défiscalisation de la TIPP permet de fixer des critères de production du biodiesel. En ce sens, ces deux mécanismes sont complémentaires. Toutefois, d'un point de vue économique, ils sont redondants. Avant l'établissement de la TGAP, en 2004, le seul avantage concurrentiel dont bénéficiait le biodiesel était la défiscalisation de la TIPP de 33€/hl. En 2005, le biodiesel atteint 78€/hl grâce au cumul des dispositifs de la TIPP et de la TGAP (Prévoit et al., 2005). Pour l'année 2010, le graphique 13.3 montre comment évolueraient les avantages fiscaux accordés au biodiesel pour des taux d'incorporation du biodiesel dans le gazole allant de 0% à 7% en énergie pour ces trois prix du pétrole brut (graphique 13.3).

Il est intéressant de noter que **plus le prix du brut augmente, plus la TGAP pèse sur les raffineurs étant donné que la TGAP dépend de la valeur du gazole qui est corrélée au prix du gazole**. En 2010, un taux de taxe de 7% n'aura pas le même effet si le prix du brut est de 50\$/bl ou de 90\$/bl. Finalement, d'un point de vue économique, les mécanismes d'exonérations de la TIPP et de la TGAP sur le gazole reviennent à accorder une exonération de taxe jusqu'à un taux d'incorporation (t_i) inférieur à 7% et ensuite d'accorder une subvention à l'utilisation de biodiesel jusqu'au taux d'incorporation de 7%. Au taux d'incorporation t_i , le coût de la TGAP égale la défiscalisation de la TIPP. Pour ce taux, le coût de revient du biodiesel (taxes comprises) pour les raffineurs est égal au prix du biodiesel. La

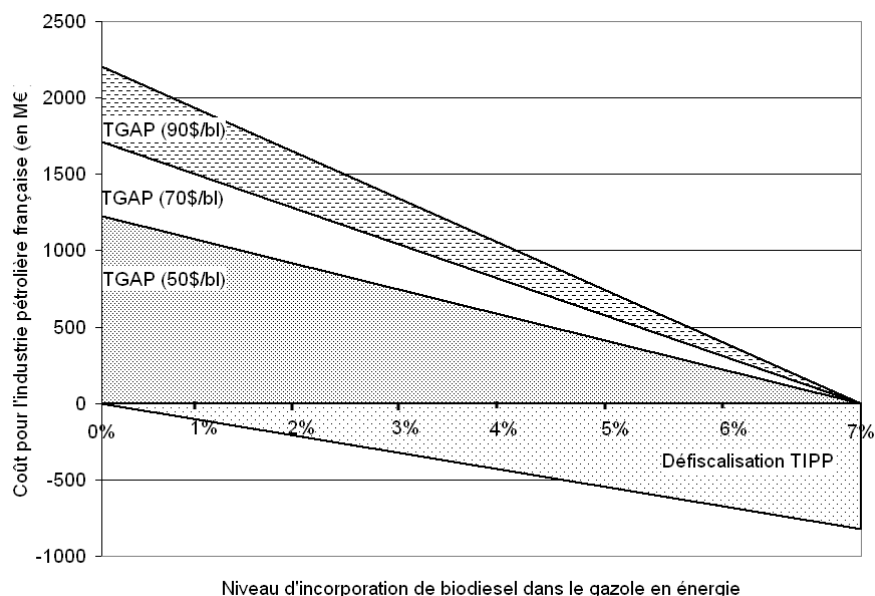


Figure 13.3 – Évolution des exonérations fiscales dont bénéficieraient les raffineurs français en 2010

valeur de ce taux dépend du prix du pétrole brut. La figure 13.4 montre comment se cumulent les deux systèmes d'exonération.

L'avantage concurrentiel du biodiesel par rapport au gazole est calculé en ramenant la pente des droites équivalentes à la droite de la figure 13.4 à la quantité en hectolitre de biodiesel (tableau 13.3).

Prix du brut (\$/bl)	Avantage concurrentiel	t_i
50	62 €/hl	4,19%
70	77 €/hl	4,73%
90	92 €/hl	5,10%

Tableau 13.3 – Avantage concurrentiel par le cumul des exonérations de la TIPP et de la TGAP accordées au biodiesel

Que se soit par l'exonération de la TGAP ou de la TIPP ou une combinaison de ces deux instruments, l'avantage concurrentiel accordé au biodiesel ne doit pas dépasser l'écart entre le coût de production du biodiesel et la valorisation du biodiesel que nous avons calculé plus haut pour l'année 2010. Or, les avantages concurrentiels que nous venons de calculer sont bien

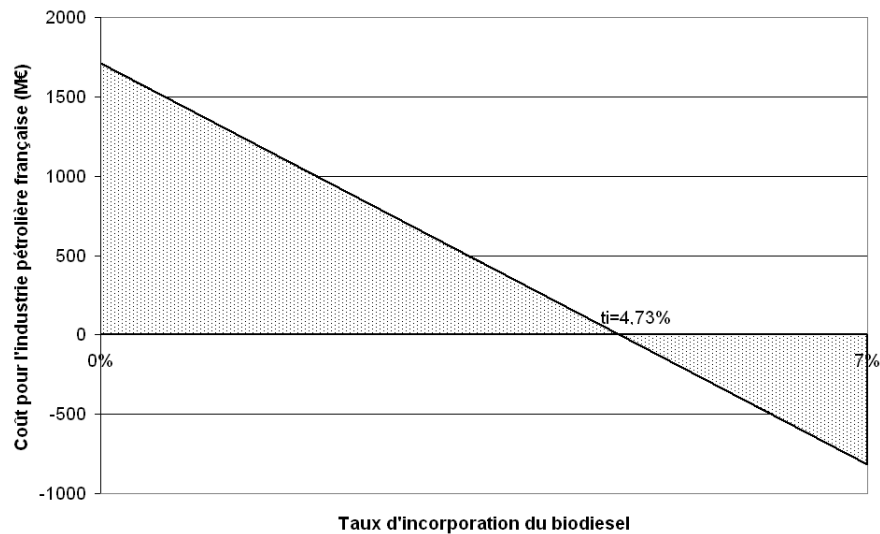


Figure 13.4 – Avantage concurrentiel par le cumul des exonérations de la TIPP et de la TGAP accordées au biodiesel en 2010 pour un prix du brut de 70\$/bl

plus importants. C'est pourquoi, comme Prévot et al. (2005), nous recommandons de réduire l'avantage concurrentiel excessif dont bénéficie le biodiesel par rapport au gazole du fait de ces mesures. Si les externalités du biodiesel sont plus importantes que l'écart entre le coût de production et la valorisation du biodiesel alors, il n'est pas nécessaire d'exonérer le biodiesel au-delà de l'écart en question. Dans ce cas, le biodiesel est compétitif et la société bénéficie des externalités du biodiesel. Dans le cas où la valeur des externalités du biodiesel est inférieure à l'écart entre coût de production du biodiesel et valorisation du biodiesel, alors la politique de promotion du biodiesel ne se justifie pas.

13.3 Influence du biodiesel sur le commerce extérieur des produits pétroliers

Dans la situation avec et sans biocarburants nous comparons les productions des raffineries françaises, leurs importations ainsi que leurs exportations de produits pétroliers. Sur cette base, nous évaluons l'impact de l'utilisation de biodiesel en 2010 sur la facture pétrolière et nous discutons de son implication sur l'indépendance énergétique de la France.

Pour répondre aux mêmes demandes de produits pétroliers à l'horizon 2010, les raffineurs optimisent leurs productions, leurs investissements et leurs importations de façon différente qu'ils utilisent ou non du biodiesel. L'industrie du raffinage étant caractérisée par une production jointe, l'utilisation du biodiesel en substitution au gazole va avoir un impact plus ou moins important sur la production et les échanges des autres produits pétroliers. Les précédents travaux considèrent généralement qu'une tonne de biodiesel se substitue à une tonne de gazole importé (au coefficient énergétique près). Toutefois, les interactions entre les productions des produits pétroliers sont plus complexes. D'après nos hypothèses de modélisation, l'incorporation de biodiesel ne modifie pas les quantités de pétrole brut importées à l'horizon 2010, mais les quantités de produits finis.

L'incorporation de 2,7 Mt de biodiesel en 2010 a notamment pour effet d'augmenter de 0,3 Mt la production des raffineurs en gazole (biodiesel compris), de 2,1 Mt celle de fioul domestique et de 0,9 Mt celle d'essence par rapport à la situation où les raffineurs n'utilisent pas de biodiesel.

L'augmentation de production de gazole de 0,3 Mt s'explique par le fait que le biodiesel est moins énergétique d'environ 12% par rapport aux autres bases gazole. Pour produire une même quantité de gazole en équivalent énergétique, les raffineurs doivent mettre sur le marché un volume plus important de gazole lorsque celui-ci comprend du biodiesel. Nous avons étudié, dans la deuxième partie, comment évolue la composition du pool gazole à mesure que la proportion de biodiesel augmente dans le pool gazole. En fonction des possibilités d'investissement des raffineurs, le biodiesel se substituera à des bases gas-oil importées de Russie ou des capacités investies d'unité de désulfuration (unité d'HDS et modernisation d'unité HDS).

Pour ce qui est du fioul domestique, les bases pétrolières des pools gazole et fioul domestiques étant très proches, les bases qui étaient initialement utilisées dans le pool gazole dans la situation sans biodiesel sont dorénavant utilisées dans le pool du fioul domestique. Il en résultera de moindres importations de fioul domestique de 2,1 Mt. Enfin, plus de bases seront disponibles pour le pool essence et les procédés de transformation plus orientés vers la production d'essence, ce qui aura pour effet d'augmenter la production d'essence de 0,9 Mt. La production d'essence française étant excédentaire, l'incorporation de biodiesel aura pour effet d'augmenter les exportations d'essence.

En moyenne, pour chaque tonne de biodiesel incorporée, les raffineurs exportent 0,33

tonne d'essence en plus, et réduisent leurs importations de fioul domestique de 0,78 tonnes. Le biodiesel est également susceptible de se substituer à 1,11 tonnes de bases gas-oil Russes en fonction de l'importance des investissements en HDS effectués. D'après les relations de prix que nous avons retenues et les travaux effectués dans la partie 2, nous pouvons évaluer l'impact de l'incorporation de biodiesel sur la facture pétrolière à l'horizon 2010 (tableau 13.4).

Produit pétrolier	Prix du brut (\$/bl)	Prix du produit pétrolier (\$/t)	Évolution moyenne de production (t/t de biodiesel)	Réduction facture pétrolière (M€)
	50	427		725
Fioul	70	598	+0,78	1 015
	90	769		1 306
	50	500		359
Essence	70	700	+0,33	503
	90	900		647
	50	446*		1 068
<i>Gas-oil Russe</i>	70	625*	+1,11*	1 497
	90	805*		1 928

* : Calculé à partir des travaux présentés dans la partie 2

Tableau 13.4 – Influence de l'incorporation de 2,7 Mt de biodiesel sur le commerce extérieur de produits pétroliers en 2010

L'incorporation de 2,7 Mt de biodiesel dans le gazole à l'horizon 2010 devrait se traduire par une réduction de la facture pétrolière pouvant aller du simple au double en fonction des choix d'investissement des raffineurs. La réduction de la facture énergétique de la France pourrait être comprise entre 1,1 Mds et 2,2 Mds d'euros avec un prix du baril de 50\$/bl, de 1,5 à 3 Mds d'euros avec un prix du baril de 70\$/bl et enfin de 2 à 4 Mds d'euros avec un prix du baril de 90\$/bl. Ces chiffres sont à comparer à la facture pétrolière qui s'élevait à 37 Mds d'euros en 2006. La contribution du biodiesel est donc faible (réduction d'environ 5%) sur la facture pétrolière étant donné que le poste le plus important de la facture pétrolière –l'importation de pétrole brut– n'est pas modifié. Pour ce qui est de l'indépendance énergétique, seules les réductions d'importations de fioul domestique et éventuellement de gas-oil Russe y contribuent.

D'après la classification proposée par Percebois (2006), les biocarburants permettraient de réduire de façon plus générale la "vulnérabilité énergétique" de la France en jouant sur 3 critères. D'une part, en diversifiant les sources d'approvisionnement (pétrolière vs. biomasse) et en développant une offre nationale d'un substitut au gazole, les pouvoirs publics permettront de réduire la dépendance énergétique de

la France. D'autre part, en réduisant la facture énergétique par l'accroissement de production de produits joints destinés à l'export. Et enfin, en développant la maîtrise des technologies de pointe et les efforts de R&D par le biais de subventions et d'incitations financières.

Dans ce chapitre nous avons décrit la méthodologie de couplage externe (ou de mise en cohérence des modèles) mise en œuvre pour développer l'analyse du marché et des mesures de promotion du biodiesel. Elle nous a permis de montrer que le biodiesel devient compétitif pour des prix du brut supérieurs à 105\$/bl dans le cadre d'une augmentation faible des prix agricole ou à 138\$/bl dans le cadre d'une augmentation forte. Dans le cas où l'augmentation du prix du pétrole brut n'est pas suffisante, nous déterminons en fonction du prix du pétrole brut, les niveaux d'exonération fiscale à mettre en oeuvre à l'horizon 2010 pour atteindre les objectifs d'incorporation de biodiesel avancés par les pouvoirs publics.

Par ailleurs, l'incorporation de biodiesel à hauteur de 7% en énergie dans le gazole aura pour effet, à l'horizon 2010, de ne réduire que faiblement la facture énergétique de la France. Le biodiesel permettrait néanmoins de réduire la "vulnérabilité énergétique" de la France en jouant sur trois facteurs : diversification des sources d'approvisionnement énergétique, réduction de la facture pétrolière et maîtrise d'une technologie de point.

Chapitre 14

Analyse environnementale de l'incorporation du biodiesel en 2010

14.1 Une approche intéressante pour les analyses de cycle de vie

La modélisation mise en œuvre permet d'évaluer finement les activités des différents acteurs de la filière du biodiesel. Elle permet notamment de représenter fidèlement les mécanismes de substitutions qui s'opèrent au sein d'une exploitation agricole ou au sein d'une raffinerie. Ces informations sont précieuses pour les analyses technico-économiques, comme nous venons de le voir, mais également pour les analyse de cycle de vie ou environnementales. Dans le contexte de notre étude, les analyses de cycle de vie permettent de comparer l'impact environnemental de la production et de la consommation de biodiesel par rapport à celui de la production et la consommation de gazole fossile. Pour se faire deux situations sont généralement comparées : la situation "sans" utilisation de biodiesel et la situation "avec" utilisation de biodiesel. Les analyses de cycle de vie du biodiesel considèrent généralement que le biodiesel se substitue au gazole. Nous entrons dans la même problématique que pour notre analyse économique. Une analyse fine de l'incorporation du biodiesel montre que la substitution est plus complexe est qu'elle modifie l'ensemble du système de produc-

tion des raffineries. Nous avons montré que d'autres productions que le gazole sont impactées par l'incorporation de biodiesel du fait des systèmes de production joints entre ces produits. Ces effets sont généralement ignorés dans les études de cycle de vie parce qu'ils sont difficiles à déceler quand on occulte les décisions économiques des agents concernés. Un nouveau type d'analyse : l'ACV conséquentielle tend à restaurer ces liens de causalité.

Les informations recueillies par le couplage des modèles agro-industriels et de raffinage ont été utilisées dans le cadre d'une ACV pour prendre en compte ces phénomènes de substitution et apporter des informations plus précises sur l'influence de la production et de l'incorporation de biodiesel sur les surfaces agricoles nécessaires, les émissions de CO₂ des raffineries et les quantités de produits pétroliers importés ou exportés. L'analyse de cycle de vie réalisée est présentée dans l'article de Bernard et Prieur (2007) joint en annexe C. les principaux apports de l'approche développée dans ce travail de thèse sont exposés dans la section suivante.

14.2 Calcul des surfaces agricoles à mobiliser

Généralement, les ACV utilisent des rendements moyens ou standard en culture pour évaluer les surfaces agricoles nécessaires à la production agricole étudiée. Les inventaires des consommations énergétiques et des émissions polluantes agricoles seront par la suite réalisés sur la base de ces surfaces.

Les simulations réalisées avec le modèle agricole nous permettent de déterminer plus précisément les surfaces nationales nécessaires à la production des biocarburants en 2010. Chaque modèle élémentaire d'exploitation présente ses propres rendements en cultures. Ces rendements ont été modélisés de manière à représenter au mieux les productions agricoles françaises sur la base des résultats du recensement agricole. La surface en culture obtenue à l'aide du modèle agricole correspond à la somme des surfaces des exploitations individuelles. Rappelons que l'amélioration des rendements est prise en compte. Pour le colza il est de 0,03t/ha/an. Les surfaces agricoles à mobiliser serviront à alimenter l'analyse de cycle de vie du biodiesel pour évaluer l'impact de la production agricole de colza à vocation énergétique sur les émissions de gaz à effet de serre.

Pour l'année 2010, avec une consommation de gazole estimée à 36,1 Mt, le modèle agricole nous indique que les agriculteurs devront cultiver près de 1,85 millions

d'hectares de colza pour atteindre 7% d'incorporation dans le gazole correspondant à la production totale de colza de 7,1 Mt. Le rendement moyen est de 3,8 t/ha.

14.3 Évolution des émissions de CO₂ de la raffinerie

Les émissions de CO₂ de la raffinerie vont dépendre des possibilités d'investissement des raffineurs. Une étude préliminaire, laissant toute latitude aux raffineurs en matière d'investissement, montre que l'incorporation de biodiesel a pour effet de réduire les émissions de CO₂ des raffineries françaises. Elles passent de 13,46 Mt à 12,92 Mt de CO₂. L'incorporation de 7% de biocarburants dans les carburants fossiles a pour effet de réduire les émissions globales de la raffinerie de 4%.

Une étude des choix d'investissement nous permet de rendre plus réaliste le scénario 2010. En effet, deux types d'investissement sont susceptibles d'être réalisés à l'horizon 2010. Il s'agit de la modernisation d'unité d'hydrodésulfuration (HDS revamp) et/ou des investissements dans des unités d'hydrocraquage demeurent possibles. Dans ce contexte, l'introduction de biodiesel a peu d'influence sur les émissions des raffineries françaises. Elles sont réduites de 0,05 Mt, soit 0,4% des émissions totales des raffineries. Cette réduction peu s'expliquer par des réajustements minimes entre les combustibles utilisés.

14.4 Données sur les consommations de produits pétroliers importés

Le modèle de raffinage peut également fournir des informations sur les consommations de produits pétroliers importés ou les quantités exportées. Dans le contexte d'une ACV sur les biocarburants, il est intéressant d'évaluer l'influence de l'incorporation des biocarburants sur les importations de pétrole bruts. Dans le scénario où les raffineurs sont contraints dans leurs investissements, les simulations montrent que, jusqu'à 12% d'incorporation de biodiesel en volume dans le gazole, les raffineurs ont toujours intérêt à saturer la capacité de leur unité de distillation (figure 14.1).

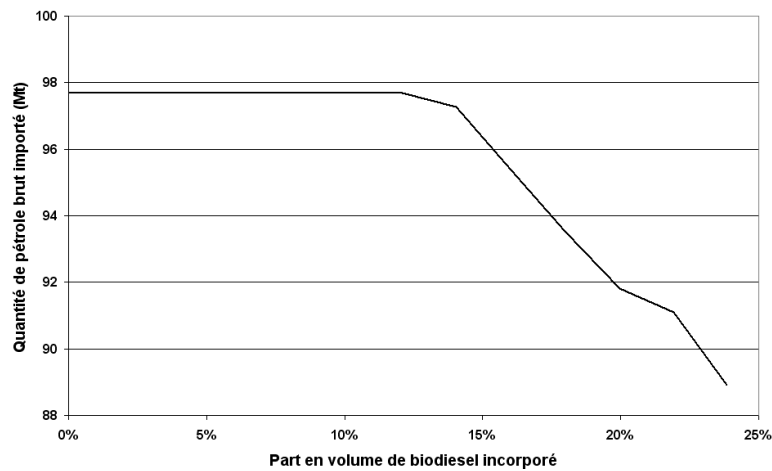


Figure 14.1 – Évolution des importations de bruts en fonction de la quantité de biodiesel incorporée

En 2010, l'incorporation de biodiesel à hauteur de 7% en énergie, ou 7,63% en volume, n'aura pas d'effet sur les importations de pétrole brut. Néanmoins, comme nous l'avons vu, elle peut avoir un effet sur les exportations d'essence, de fioul domestique et éventuellement sur les importations de bases gas-oil Russe en fonction des investissements réalisés. Ces observations soulèvent la question des allocations des émissions de CO₂ et des consommations en intrants des raffineries (pour les questions d'allocation CO₂, voir Babusiaux, 2003; Pierru, 2007; Tehrani Nedjad M. & Saint-Antonin, 2007).

14.5 Produits pétroliers, biodiesel et éco-fiscalité

Notre évaluation montre que l'impact de l'incorporation de biodiesel sur les émissions du raffinage varie en fonction des hypothèses, mais reste négligeable. **La majeure partie des réductions d'émissions du biodiesel par rapport au gazole repose sur le fait que la combustion du biodiesel est considérée, d'après les considérations de l'IPCC, comme "neutre" d'un point de vue des émissions de CO₂.** En effet, le CO₂ émis lors de la combustion par le biodiesel provient indirectement, par le biais de la photosynthèse, du CO₂ de l'atmosphère. D'après ce principe, la contribution de ce CO₂ à l'augmentation de l'effet de serre est nulle quelle que soit la manière dont le biodiesel a été produit. Cette hypothèse est forte.

Par contre, nos observations sont de nature à remettre en cause l'utilisation d'impacts systématiques sur le fonctionnement des raffineries et les importations de pétroles bruts généralement utilisés pour évaluer l'impact des biocarburants sur l'environnement en substitution aux carburants fossiles.

Soulignons par ailleurs, qu'au niveau de la production des carburants pétroliers, une raréfaction des réserves de pétrole peu soufré produit en Mer du Nord pourrait amener la France à s'approvisionner en pétroles bruts plus soufrés et plus coûteux à acheminer. L'impact environnemental de la production des produits pétroliers serait par conséquent aggravé puisqu'il serait nécessaire de les traiter davantage. Dans ce contexte, le taux de la TGAP devrait être réévalué. Cet argument va dans le sens d'une augmentation progressive du taux de la TGAP tel qu'il est mis en place actuellement. Néanmoins, la mise en place de cette écotaxe nécessite d'être définie localement et réévaluée régulièrement pour prendre en compte les pratiques des acteurs impliqués. De même pour l'exonération de la TGAP accordée au biodiesel. Les conditions de production du biodiesel peuvent différer fortement en fonction de la matière première utilisée, du procédé de production et de l'implantation de la production. Pour bien faire il faudrait donc ajuster le taux de la TGAP en fonction de ces critères. Notons que :

“Le droit communautaire ne restreint pas, en l'état de son évolution, la liberté de chaque État membre d'établir un système de taxation différenciée pour certains produits, en fonction de critères objectifs, tels que la nature des matières premières utilisées ou les procédés de production appliqués. De telles différenciations sont compatibles avec le droit communautaire si elles poursuivent des objectifs de politique économique compatibles, eux aussi, avec les exigences du traité et du droit dérivé et si leurs modalités sont de nature à éviter toute forme de discrimination, directe ou indirecte, à l'égard des importations en provenance des autres États membres, ou de protection en faveur de productions nationales concurrentes” (Arrêt de la Cour de justice européenne du 14 janvier 1981. Affaire 140/79)

La mise en place d'une taxe distinguant la provenance du produit, en plus des pratiques de production du biodiesel n'est pas compatible avec les règles européennes du commerce international. C'est pourquoi l'idée de la certification des pratiques de production émerge. L'INFORSE-EUROPE (2006) propose de mettre en place les

critères de certification suivants :

- la biomasse doit être d'origine renouvelable ;
- la production de biomasse doit nécessiter moins d'énergie que la biomasse peut en restituer ;
- la production de biomasse à usage énergétique ne doit pas accroître la pollution (fertilisation, pesticides) par rapport à l'usage des terres auquel elle se substitue. L'utilisation d'OGM est exclue ;
- la production de biomasse à usage énergétique ne doit pas réduire la biodiversité de l'endroit où elle s'implante ;
- la production de biomasse à vocation énergétique ne doit pas contribuer négativement à l'habitat et aux ressources des autochtones.

Ce cadre réduit fortement le potentiel de production de la biomasse et nécessite la mise en place d'un contrôle contraignant du respect de ces critères. De plus, la compétition pour l'usage du sol aura pour effet indirect de déplacer les cultures alimentaires vers les surfaces qui ne répondent pas aux critères précédents. Ainsi, les cultures alimentaires laisseront la place aux cultures énergétiques dans des zones éligibles à la certification et iront s'installer dans les zones que la certification tente de protéger. Ne faudrait-il pas, dans ce contexte, certifier les productions alimentaires ?

Ce chapitre présente l'intérêt que peut présenter l'approche mise en œuvre dans ce travail de thèse dans le cadre des analyses de cycle de vie. La prise en compte des phénomènes de substitution dans ce type d'analyse est importante pour évaluer de manière pertinente l'impact environnemental de l'utilisation d'un produit. Les simulations effectuées dans le cadre de l'étude de l'incorporation de 7% de biocarburants dans les carburants fossiles à l'horizon 2010 ont été utilisées dans le cadre d'une ACV :

- les surfaces agricoles ont été évaluées grâce au modèle agricole qui prend en compte les disparités de rendement en France ;
- la comparaison des situations avec et sans biocarburant n'a pas permis d'identifier de différences dans les quantités de pétrole brut importées mais a montré que la production d'autres produits pétroliers est affectée par l'incorporation de biodiesel ;
- sur la base de scénarios d'investissement des raffineurs réalistes, les émissions de CO₂ des raffineries ne sont pratiquement pas affectées par l'incorporation de biodiesel à l'horizon 2010.

Ces observations relativisent l'utilisation systématique de coefficient pour prendre en compte les phénomènes de substitutions qui sont régis par le contexte technico-économique de l'industriel concerné.

Dans cette partie, nous avons étudié le marché du biodiesel et l'impact de l'incorporation de biodiesel à hauteur de 7% en énergie dans le gazole en 2010 sur les émissions de gaz à effets de serre et sur la balance commerciale des produits pétroliers. Cette analyse a été effectuée en réalisant un couplage externe (ou mise en cohérence) d'un modèle agro-industriel et d'un modèle représentant l'industrie française du raffinage. Cette approche nous a permis d'étudier la compétitivité du biodiesel par rapport au gazole à l'horizon 2010, de fournir des données de flux de polluants et de produits pétroliers utiles à la mise en œuvre d'analyses de cycle de vie des biocarburants et d'étudier l'impact de l'incorporation du biodiesel sur la facture pétrolière. Sur la base des résultats obtenus, nous avons évalué les mesures de promotion de la production de colza à vocation énergétique –prime à la jachère industrielle et ACE– et de la production du biodiesel –défiscalisation de la TIPP et de la TGAP– quant à leur mécanisme et à l'avantage concurrentiel qu'elles procurent au biodiesel par rapport au gazole.

Il ressort de cette analyse que :

- les surfaces agricoles nécessaires à la production de biodiesel atteindront 1,9 Mha sur jachère, hors jachère dans le cadre de l'ACE et hors jachère, hors ACE. Sur cette base nous remettons en cause le statut de la jachère et de l'avantage structurel que procurerait l'ACE aux cultures énergétiques par rapport aux cultures alimentaires ;
 - en 2010, le biodiesel de colza deviendrait rentable pour des prix du pétrole brut compris entre 105\$/bl et 138\$/bl en fonction des scénarios d'augmentation des coûts des graines de colza résultant de la compétition entre usages énergétique et alimentaire du colza, et de baisse des prix des co-produits. Si les prix du pétrole brut restent à des niveaux inférieurs, il sera nécessaire de défiscaliser le biodiesel. Le niveau de défiscalisation devra être ajusté en fonction du prix du pétrole brut ;
 - l'incorporation de biodiesel à hauteur de 7% dans le gazole n'a qu'un effet négligeable sur les émissions de CO₂ des raffineries françaises ;
 - l'utilisation de biodiesel n'aurait pas d'influence sur les importations de pétrole brut mais permettrait de réduire sensiblement la facture pétrolière en réduisant les importations de fioul domestique et en augmentant les exportations d'essence et éventuellement des importations de bases gas-oil Russe en fonction des choix d'investissement des raffineurs.
-
-

Conclusion

Ce travail de thèse propose une analyse approfondie de la demande de biodiesel en France sur laquelle s'appuie l'évaluation des mesures françaises de promotion du biodiesel à l'horizon 2010 sur la base de quatre critères : l'occupation des surfaces agricoles, la compétitivité du biodiesel, les émissions de gaz de CO₂ des raffineries et la balance commerciale des produits pétroliers.

Il montre l'importance de la prise en compte des caractéristiques physico-chimiques du biodiesel pour l'étude de la demande de biodiesel par les raffineurs, principaux acteurs de la demande de biodiesel en France. A l'aide d'un modèle de programmation linéaire représentant l'industrie française de raffinage, nous avons mis en évidence la possibilité d'incorporer au niveau national le biodiesel à hauteur de 27% en volume tout en respectant les normes de qualité du gazole. Néanmoins, si d'un point de vue des émissions du raffinage ce taux d'incorporation est le plus intéressant, il s'avère contraignant d'un point de vue technique et donc économique. Une décomposition de la valeur du biodiesel en fonction de ses caractéristiques physico-chimiques a montré que la faible valeur énergétique du biodiesel est la caractéristique affectant le plus la valeur du biodiesel par rapport aux autres bases gazole et que, la densité du biodiesel contribue à réduire l'intérêt des raffineurs pour des taux d'incorporation supérieurs à 17% en volume. Le bon pouvoir lubrifiant du biodiesel apporte toutefois une faible valeur ajoutée au biodiesel. Par contre, le biodiesel, de par son absence de soufre, pourrait s'avérer intéressant pour les raffineurs d'ici à 2010 en réduisant les efforts d'investissement indispensables pour s'adapter à la forte demande de gazole à faible teneur en soufre.

Par ailleurs, nous avons mis en évidence la substitution du biodiesel à une base gas-oil importée de Russie. La valeur du biodiesel dépend par conséquent fortement du prix de cette base qui est, elle-même, fortement corrélée au prix du pétrole brut. Cette observation nous a permis d'évaluer la sensibilité du biodiesel au prix du pé-

trole brut.

L'analyse systémique et intégrée de la filière du biodiesel effectuée à partir d'un couplage externe du modèle d'offre agro-industriel et de demande raffinage montre que, pour atteindre 7% d'incorporation de biodiesel dans le gazole, il serait nécessaire de mobiliser 1,857 Mha pour la culture de colza énergétique. L'agriculture Française est en mesure de fournir aux agro-industriels implantés en France la quantité de colza nécessaire en mobilisant les surfaces en jachère cultivables et en détournant les productions de colza destinées à l'exportation vers une utilisation énergétique. Cette orientation pourrait néanmoins avoir un effet non négligeable sur la sécurité alimentaire mondiale. Si les pouvoirs publics orientent l'agriculture française vers ce type de substitution, ils devraient également remettre en cause la légitimité de la production de cultures énergétiques sur la jachère, surface normalement improductive. De même, afin de ne pas assurer de manière structurelle un prix du colza à usage énergétique supérieur au prix du colza à usage alimentaire, il faudrait mettre fin à la prime d' "aide aux cultures énergétiques" (ACE) avant 2010. Si les pouvoirs publics français n'orientent pas la production de colza vers un usage énergétique, un recours aux importations de colza "énergétique" sera indispensable.

Par ailleurs, en 2010, les coûts marginaux de production du biodiesel augmenteront du fait de l'augmentation du coût de la biomasse (le colza) qui ne sera vraisemblablement pas compensée par les économies d'échelles des agro-industriels français. Seuls le prix du pétrole brut ou les mesures de promotion du biodiesel pourraient rendre le biodiesel compétitif. A l'horizon 2010, le biodiesel pourrait devenir compétitif pour des prix du brut supérieurs à 105\$/bl dans le cas du scénario d'augmentation faible des prix agricoles ou à 138\$/bl dans le cas du scénario d'augmentation importante des prix agricoles. Dans le cas où les prix du pétrole brut n'atteindraient pas ces niveaux, nous évaluons le montant des promotions nécessaires pour rendre compétitif le biodiesel.

D'un point de vue environnemental, l'incorporation de biodiesel permet de réduire les émissions de CO₂ des raffineries mais son impact est somme toute très faible. Par ailleurs, la sensibilité de l'avantage environnemental du biodiesel à ces conditions de production et à celles du gazole, rend difficile la mise en place d'une écotaxe et soulève la question de la certification des cultures agricoles destinées à la production de biodiesel. Dans ce contexte, l'approche mise en œuvre pourrait fournir des informations spécifiques à un contexte qui seraient pertinentes pour l'élaboration d'analyses

de cycle de vie.

De plus, l'incorporation de biodiesel à hauteur de 7% en énergie dans le gazole aura notamment pour effet, à l'horizon 2010, de réduire les imports de fioul domestique (et non pas de gazole). En fonction des choix d'investissement des raffineurs dans la modernisation de leur unité d'hydrodésulfuration ou dans la construction d'unité d'hydrocraquage, l'incorporation de biodiesel peut également permettre de réduire les importations de bases gas-oil provenant de Russie. Ce ré-équilibrage de la balance commerciale réduira la facture énergétique de la France d'environ 5% et permettrait également de réduire la "vulnérabilité énergétique" de la France en jouant sur trois facteurs : la diversification des sources d'approvisionnement énergétique, la réduction de la facture pétrolière, la maîtrise d'une technologie de pointe.

Le biodiesel appartient à la catégorie des biocarburants de première génération. Son développement devrait permettre d'orienter les recherches vers des biocarburants ou d'autres technologies plus performantes d'un point de vue économique et environnemental. Les biocarburants de première génération devraient néanmoins permettre, à la France, de respecter les objectifs de réduction de gaz à effet de serre de son Plan Climat. Il est cependant primordial d'évaluer l'impact environnemental des biocarburants au niveau mondial et de ne pas le cantonner aux émissions de gaz à effet de serre. Il en est de même pour l'offre alimentaire mondiale. Il est essentiel d'évaluer l'impact de la production de cultures à vocation énergétique sur l'usage des sols pour déterminer l'impact du développement des biocarburants sur la sécurité alimentaire mondiale. C'est pourquoi il serait intéressant, premièrement, d'élargir l'étude que nous venons d'effectuer aux autres biocarburants, de première et de seconde génération, en endogénéisant le progrès et l'apprentissage, et deuxièmement, d'élargir les frontières de l'étude en couplant des modèles agricoles et de raffinage d'envergure européenne puis mondiale, ou encore d'intégrer ces modèles dans un modèle d'équilibre général calculable. A partir des informations de flux de polluants, de produits agricoles, de produits pétroliers et des informations économiques obtenues par ces modèles, il faudrait proposer des mesures des externalités des biocarburants afin d'en optimiser les mesures de promotion.

Bibliographie

- Adams, F. G., & Griffin, J. M. (1972). An economic-linear programming model of the U.S. petroleum refining industry. *Journal of the American Statistical Association*, 67(339), 1–17.
- ADEME, & DIREM. (2002, nov.). *Bilan énergétiques et gaz à effet de serre des filières de production de biocarburants* (Rapport d'après les travaux d'Ecobilan PricewaterhouseCoopers (132p.), rapport d'annexes (39p.) et note de synthèse (17p.)). France.
- Aronofsky, J., & Lee, S. (1957). LP model for scheduling crude oil production. *Journal of Petroleum Technology*, July.
- Aronofsky, J., & Williams, A. (1962). The use of linear programming and mathematical models in underground oil production. *Management Science*, 8(4).
- Babusiaux, D. (1990). *Décision d'investissement et calcul économique dans l'entreprise*. Paris : Technip.
- Babusiaux, D. (2003). Allocation of the CO₂ and pollutant emissions of a refinery to petroleum finished products. *Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP*, 6(58), 685–692.
- Ballerini, D. (2006). *Les biocarburants - Etats des lieux, perspectives et enjeux du développement*. Paris : IFP publications, Ed. Technip.
- Bank, W. (2004). *World development indicators*. CD-ROM.
- Baumol, W. (1963). *Théorie économique et analyse opérationnelle*. Paris : Dunod.
- Bendz, K. (2006, Nov.). *EU-25 oilseeds and products* (Annual GAIN Report n° No. No. E36092). US : USDA Foreign Agricultural Service.
- Bensaïd, B. (2004). *Les carburants routiers en europe : L'explosion de la demande en gazole*. Panorama 2005 IFP.
- Bernard, F., His, S., Rozakis, S., Saint-Antonin, V., & Tréguer, D. (2006, juin). *Agro-industrial and refining model integration for making purposes concerning*

- biofuel take-off*. Paper prepared for presentation at the 29th IAEE Conference, 'Securing Energy in Insecure times', Potsdam, Germany.
- Bernard, F., & Prieur, A. (2007). Biofuel market and carbon modeling to analyse french biofuel policy. *Energy Policy*, 35(12), 5991–6002.
- Air Resources Board. (2003, 20 mai). *Public workshop on regulatory and non regulatory fuels activities for 2003*. California Environmental Protection Agency.
- Autorités Françaises. (2007, juil.). *Rapport (prévu par l'article 4-1 de la directive 2003/30/ce) faisant état du bilan et des actions en faveur des biocarburants en france au cours de l'année 2006* (Tech. Rep.). France.
- Commission des affaires économiques. (2005, 9 nov.). *Energie - Audition de m. thierry desmarest, président-directeur général de Total*. Travaux de la commission des affaires économiques, Parlement français. France.
- Commission Européenne. (2000). *Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique* (Livre Vert No. COM/2000/0769 final). Brussels.
- Commission Européenne. (2001, mars). *Intégration de l'environnement et le développement durable dans le cadre des politiques de l'énergie et des transports* (Rapport No. SEC (2001) 502). Brussels.
- Conseil des impôts. (2005, sept). *Fiscalité et environnement-synthèse*. XXIIIème rapport au président de la république.
- Blondy, J. (2006, Mai). *Biofuels in the European Union*. Séville.
- Bolse, J. (1956). Linear programming and farm management analysis. *Journal of Farm economics*, 37(1), 1–24.
- Boulard, M. c. g. (2007, mai.). *L'énergie en france - repère* (Rapport Chiffre clefs, édition 2007). France : Ministère de l'écologie, du développement et de l'aménagement durables - Ministère de l'économie, des finances et de l'emploi.
- Brigham, G. (1959). A classroom example of linear programming. *Operational Research*, 7(4).
- Brooke, A., Kendrick, D., Meerus, A., & Raman, R. (1998). *GAMS, A User's Guide* (GAMS Development Corporation). Washington DC, USA.
- Caffe, M. (2006, déc.). *Economic analysis of the french biofuel sector : comparison of the current policy and an alternative variable subsidy policy* (Rapport de Master). Indiana : Université de Purdue-INRA.
- Catania, S. (2005, avril.). *Les véhicules particuliers en france*. coll. "Données et références".

- Catchpole, A. (1962). The application of linear programming to integrates supply problems in the oil industry. *Operational Research Quaterly*, 13(2), 161–169.
- CEN. (2002, oct.). *Automotive fuels - Fatty acid methyl esters (FAME) for diesel engines - Requirements and test methods* (European Standard, Final Draft prEN 14214). Brussels.
- Charnes, A., Cooper, W. W., & Mellon, B. (1952). Blending aviation gasolines—A study in programming interdependent activities in an integrated oil company. *Econometrica*, 20(2), 135–159.
- Chauvel, A., Lefebvre, G., & Castex, L. (1985). *Procédés de pétrochimie : caractéristiques techniques et économiques*. Paris : Technip.
- CITEPA. (2006, Fév.). *Inventaire des émissions de polluants atmosphériques en France - Série sectorielles et analyse étendues* (Rapport d’inventaire national). France : Comité Interprofessionnel Technique d’Etudes de la Pollution Atmosphérique.
- CIVP. (2003, juin). *Etat des filières de véhicules propres et impact des politiques publiques d’accompagnement* (Rapport). France.
- CONCAWE. (1996, sept.). *Gas oil (diesel fuels-heating oils)* (product dossier no. 95/107). Brussels.
- CONCAWE. (1999, Apr.). *EU oil refining industry costs of changing gasoline and diesel fuel characteristics* (Report no. 99/56). Brussels.
- CONCAWE. (2001, Apr.). *Best available techniques to reduce emissions from refineries* (Report no. 01/99 Prepared for the CONCAWE Air and Water Quality Management Groups by its Special Task Forces AQ/STF-55 and WQ/STF-28). Brussels.
- CONCAWE, EUCAR, & JRC. (2005, déc.). *Well-to-wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the european context* (Well-to-Wheels Report No. Version 2a). Brussels.
- CONCAWE, EUCAR, & JRC. (2006, mai). *Well-to-wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the european context* (Well-to-Wheels Report No. Version 2b). Brussels.
- Costa, S. (1995). *Evaluation de projets en économie ouverte : application au cas des biocarburants*. Unpublished master’s thesis, Universite de Paris X - Nanterre, France.
- CPDP. (2005). *Pétrole 2004. éléments statistiques*. (Report). France.

- CPDP. (2006). *Pétrole 2005. éléments statistiques*. (Report). France.
- Dantzig, G. (1963). *Linear programming and extensions*. Princeton University Press, Princeton.
- Demilly, S. (2006, janv.). *Rapport tendant à la création d'une commission d'enquête visant à étudier les blocages à la mise en place d'une politique ambitieuse d'utilisation des biocarburants* (Rapport - Assemblée nationale no.2805). France : Commission des affaires économiques, de l'environnement et du territoire.
- DGEMP-DIREM. (2005). *L'industrie pétrolière en 2004* (Report). France.
- DGEMP-DIREM. (2006). *L'industrie pétrolière en 2005* (Report). France.
- Dronne, Y., & Gohin, A. (2006). Le développement des utilisations non alimentaires de l'huile de colza dans l'UE : quels impacts sur les marchés et prix mondiaux ? *OCL*, 12(5-6), 344–357.
- ENI SpA & Corporate Strategies. (2005). *World Oil and Gas Review 2005* (Report). Italy : Sierra Research.
- European Parliament and Council. (2003). *On the promotion of the use of biofuels or other renewable fuels for transport* (No. Directive 2003/30/CE). Published in the Official Journal of the European Union 17.5.2003.
- FAPETRO. (2002). *Rapport d'activité du Fonds d'analyse des produits pétroliers* (Tech. Rep.). France.
- FAPRI. (2004). *US and world agricultural outlook* (Iowa State University and the University of Missouri-Columbia). Ames.
- FAPRI. (2005). *US and world agricultural outlook* (Iowa State University and the University of Missouri-Columbia). Ames.
- Fisher, W., & Shruben, B. (1953). Linear programming applied to feed mixing under différent princig conditions. *Journal of Farm Economics*, 35(4), 471–483.
- Foon, S. C., May, C. Y., Liang, Y. C., Ngan, M. A., & Basiron, Y. (2005). Palm biodiesel : gearing towards malaysian biodiesel standards. *Palm Oil Developments*, 42, 28–34.
- Fröhlich, A. (1999, déc.). *Storage stabilities of fuel grade camelina, sunflower and rapeseed methyl esters* (Tech. Rep.). Dublin : Teagasc, European Union Framework Programme.
- Gaffard, J. (1990). Innovation et changements structurels, une revue critique. *Revue d'économie politique*, 3.
- Garvin, W., Crandall, H., John, J., & Spellman, R. (1957). Applications of linear

- programming in the oil industry. *Management Science*, 3(4), 407–430.
- Gasquet, O. de. (2003). Aspects politiques et réglementaires. *Oléagineux, Corps Gras, Lipides*, 10(3), 187–190.
- Gohin, A. (2007, 14 juin). *Impact des biocarburants sur l'agriculture européenne*. Journée du département SAE2 - Evolution de la PAC.
- Goodrum, J. (2002). Volatility and boiling points of biodiesel from vegetable oils and tallow. *Biomass and Bioenergy*, 22, 205–211.
- Guellec, D. (1999). *Economie de l'innovation*. Paris : Repères-La Découverte.
- Guillaume, F. (2000, mai). *Les biocarburants dans l'Union Européenne* (Rapport d'information - Assemblée nationale no.2361). France : Délégation de l'Assemblée Nationale pour l'Union Européenne.
- Heming, M., & Claude, S. (2006). Glycérol : état du marché et débouchés potentiels - hivers 2006. *Oléagineux, Corps Gras, Lipides*, 13(2-3), 160–166.
- Henderson, J., & Quandt, R. (1990). *Microéconomie, formulation mathématique élémentaire*. Paris : Dunod.
- Hillion, G., Montagne, X., & Marchand, P. (1999). Les esters méthyliques d'huile végétales : additif ou biocarburants. *OCL*, 6(5), 435–438.
- His, S. (2006). *Les nouvelles filières biocarburants*. Panorama 2007 IFP.
- IEA. (2000). *Biodiesel in europe : system analysis, non-technical barriers* (Rapport final préparé par F. Eibensteiner and H. Danner (SySan, IFA) pour l'IEA Bioenergy Implementation Agreement, Task 27). Autriche.
- Ignaciuk, A., Vöhringer, F., Ruijs, A., & Ierland, v. E. (2006). Competition between biomass and food production in the presence of energy policies : a partial equilibrium analysis. *Energy Policy*, 34, 1127–1138.
- INFORSE-EUROPE. (2006, 15 Juil.). *Criteria for sustainable use of biomass including biofuels*. Position of INFORSE-EUROPE.
- Jacobsson, S., & Lauber, V. (2006). The policy of energy system transformation - explaining the german diffusion of renewable energy technology. *Energy Policy*, 34, 256–276.
- Jungmeier, G., Koenighofer, F., Varela, M., & Lago, C. (2005). *Economic and environmental performance of biofuels* (Work Package 2, VIEWLS Project. Clear Views on Clean Fuels : Data, Potential, Scenarios, Markets and Trade of biofuels, EC Project NNE5-2001-00619).
- Kapur, J. (2004). Available energy resources and environmental imperatives. *World*

- Affair, V10 N1.*
- Katzman, I. (1956). Solvinf feed problems through linear programming. *Journal of Farm Economics*, 38(2), 420–429.
- Khébri, S. (1993). *Modélisation et optimisation des capacités et des structures du raffinage européen aux horizons 1995, 2000 et 2010*. Unpublished master's thesis, Université de Bourgogne, France.
- King, R. (1953). Use of economic models : some applications of activity analysis in agricultural economics. *Journal of Farm economics*, 35(5), 823–833.
- Knothe, G. (2007). Some aspects of biodiesel oxidative stability - Review. *Fuel Processing Technology*, 88, 669–677.
- Krahl, J., & Munack, A. (1994). Emissionen bei der verwendung von rapsöl, RME oder dieselmotortreibstoff sowie vergleichende abschätzungen ihrer umweltwirkungen-eine übersicht. *Landbauforschung Völkenrode*, 44, Heft 2.
- Krahl, J., Munck, A., Schröder, O., H., S., & Bünger, J. (2005). Influence of biodiesel and different petrodiesel fuels on exhaust emissions and health effects. In G. Knothe, J. Krahl, & J. Gerpen (Eds.), *The biodiesel handbook* (pp. 175–182). AOCS Press.
- Labeckas, G., & Slavinskas, S. (2006). The effect of rapeseed oil methyl ester on direct injection - Diesel engine performance and exhaust emissions. *Energy Conversion and Management*, 47, 1954–1967.
- Lachal, B. (1995). *Potentialité et limites de l'énergie solaire pour un développement durable*. Centre Universitaire d'étude des problèmes de l'énergie (CUEPE), Genève.
- Lantz (coord.), F., Gruson, J.-F., & Saint-Antonin, V. (2004). *The OURSE model* (Rapport scientifique de l'IFP). Rueil-Malmaison, France.
- Lavarène, F. d. (2004, nov.). Raffinage : un projet majeur en Normandie. *Energies TOTAL*, 06.
- Lévy, J., & Couveinhes, P. (2000, juil.). *Evaluation des coûts des filières biocarburants et perspectives pour l'avenir*. Rapport du Conseil général du GREF et du Conseil général des Mines.
- Lévy, R. (1993). *Les biocarburants*. Rapport du Ministère de l'Industrie et du Commerce Extérieur.
- Manne, A. S. (1958). A linear programming model of the U.S. petroleum refining industry. *Econometrica*, 26(1), 67–106.

- Marleix, A. (2004, mai). *Les biocarburants* (Rapport d'information - Assemblée nationale no.1622). France : Commission des finances, de l'économie générale et du plan.
- Marshall. (1920). *Principles of economics*. London : Macmillan and Co, Ltd, Eight edition.
- Masseron, J. (1990). *Petroleum economics*. Paris : Technip.
- Maurin, H. (1967). *Programmation linéaire appliquée*. Paris : Technip.
- McCarl. (2004, Fév.). *GAMS User Guide : 2004 - Version 21.3* (Developpé en coopération avec GAMS Development Corporation). Texas, US.
- McCarl, B., & Apland, J. (1986). Validation of Linear Programming Models. *Southern Journal of Agricultural Economics*, 68(5), 155–164.
- MEDD. (2006, mai). *Système d'échange de quotas d'émission de CO₂-Publication des données d'émission pour la france (données au 29 mai 2006)*.
- MINEFI. (2005, oct.). *Le rôle du raffinage dans l'évolution récente des prix à la pompe* (Diagnostics, Prévision et Analyses Economiques). France : Direction Générale du Trésor et de la Politique Economique.
- MINEFI. (2006a, avr.). *La fracture énergétique de la france en 2005* (Rapport). France.
- MINEFI. (2006b, sept.). *Technologies clefs 2010* (Rapport). France : Direction générale des entreprises.
- Mittelbach, M., & Remschmidt, C. (2004). *Biodiesel. The comprehensive handbook*. Vienne, Autriche : Boersdruck Ges.m.b.H.
- Mittelbach, M., & Schober, S. (2003). The influence of antioxydants on the oxidation stability of biodiesel. *J. Am. Oil Chem. Soc.*, 80 (8), 817–823.
- Nugent, J. (1970). Linear programming models for national planning : demonstration of a testing procedure. *Econometrica*, 38, 831–855.
- OCDE. (2006, fév.). *Incidence de la croissance de la production de biocarburants sur les marchés agricoles* (Rapport AGR/CA/APM(2005)24/final). France.
- OCDE, & FAO. (2004). *Agricultural outlook : 2004-2013* (OCDE Publication). Paris.
- OCDE, & FAO. (2005). *Agricultural outlook : 2005-2014* (OCDE Publication). Paris.
- ONOL. (2006, nov.). *Gel industriel et cultures énergétiques. Bilan 2003/2004. Perspectives 2006/2007* (Les cahiers de l'ONOL). France.

- Pan, J., Quarderer, S., Smeal, T., & Sharp, C. (2000, june). Comparison of PAH and nitro-PAH emissions among standard diesel fuel, biodiesel fuel and their blend on diesel engine. *Proceeding of the 48th ASMS Conference on Mass Spectrometry and Allied Topics*.
- Pasty, J.-C. (2004). *Les débouchés non alimentaires des produits agricoles : un enjeu pour la France et l'Union Européenne*. Rapport du Conseil Economique et Social, tome I 62p et tome II, 201p.
- Percebois, J. (2006, 10 janvier). *Dépendance et vulnérabilité : deux approches connexes dans le traitement des risques énergétiques*. IV Commoque International MONDER "L'ouverture à la concurrence dans le secteur des industries de réseaux : les consommateurs sont-ils satisfaits?" Martigny (Suisse) -8 au 11 janvier 2006.
- Pierru, A. (2007). Allocating the CO2 emissions of a oil refinery with aumann-shapley prices. *Energy Economics*, 29(3), 563–577.
- Pierru, A., & Babusiaux, D. (2004). Breaking down a long-run marginal cost of an lp investment model into a marginal operating cost and a marginal equivalent investment cost. *The Engineering Economist*, 49, 325–343.
- Pindyck, R., Rubinfeld, D., & Sollogoub, M. (2005). *Microéconomie - 6ème édition*. France : Pearson Education.
- Platts. (2005, 9 nov.). *Methodology and specifications guide - european products*. The McGRAW Hill Companies.
- PricewaterhouseCoopers-Ecobilan. (2003, déc.). *Evaluation des externalités et effets induits économiques sociaux et environnementaux de la filière biodiesel en france* (Rapport complet (synthèse + rapport final) version du 2 décembre). France.
- Prieur-Vernat, A., & His, S. (2006). *Les biocarburants en europe*. Panorama 2007 IFP.
- Prieur-Vernat, A., His, S., & Bouvard, F. (2006). *Biocarburants : quels bilans sur l'environnement ?* Panorama 2007 IFP.
- Prévot, H. (2007). *Trop de pétrole ! - Energie fossile et réchauffement climatique*. Paris : Le Seuil.
- Prévot, H., Hespel, V., Dupré, J.-Y., Baratin, F., & Gagey, D. (2005, sept.). *L'optimisation du dispositif de soutien à la filière biocarburants* (Rapport). France : Conseil Général des Mines, Inspection générale des finances, Conseil général

du Génie rural des eaux et forêts.

- RFA. (2005, juin). *The importance of preserving the secondary tariff on ethanol* (Position Paper). Washington, DC.
- Romm, J. (2006). Viewpoint : The car and fuel of the future. *Energy Policy*, 34, 2609–2614.
- Rozakis, S., Gabriel, B., Tréguer, D., Saint-Antonin, V., Gruson, J., & His, S. (2005, sept.). *Développement d'un outil d'aide à la décision sur les biocarburants en France suivant une approche systémique* (Final Research Report No. Ref.IFP :58905). France : French Petroleum Institute and French National Institute for Agricultural Research. (Confidential)
- Rozakis, S., & Sourie, J.-C. (2001). Biofuel production system in France : an economic analysis. *Biomass and Bioenergy*, 20, 483–489.
- Rozakis, S., & Sourie, J.-C. (2002). Micro-economic modelling of the biofuel chain system in France. In S. Rozakis & J.-C. Sourie (Eds.), *Special issue 'comprehensive modeling of bio-energy systems'* (Vol. Serie A - N°48, pp. 23–33). Montpellier : Option méditerranéennes, CIHEAM.
- Rozakis, S., & Sourie, J.-C. (2005). Micro-economic modelling of biofuel system in France to determine tax exemption policy under uncertainty. *Energy Policy*, 33, 171–182.
- Ryan, L., Convery, F., & Ferreira, S. (2006). Stimulating the use of biofuels in the European Union : implications for climate change policy. *Energy Policy*, 34(17), 3184–3194.
- Saint-Antonin, V. (1998). *Modélisation de l'offre de produits pétroliers en Europe*. Unpublished master's thesis, Université de Bourgogne-ENSPM, France.
- Schäfer, A. (1997). Vegetable oil fatty acid methyl esters as alternative diesel fuels for commercial vehicle engine. In N. Martini & J. Schnell (Eds.), *Plant oils as fuels. present state of science and future developments* (Vols. Proceedings of the symposium held in Potsdam February 16-18, 1997, pp. 29–46). Springer Verlag.
- Schäfer, W. (1997). *The role of engineering in organic farming - case energy crops*. Animal Production Research, MTT Agrifood Research, Finland.
- Schmidhuber, J. (2006). Impact of an increased biomass use on agricultural markets, prices and food security : a longer-term perspective. *papier préparé pour l'International symposium of Notre Europe*.

- SES. (2005, Jan.-Fév.). *La demande de transport en 2025 - Elements d'évaluation environnementale* (Note de synthèse). Ministère de l'écologie et du développement durable.
- Simon, V. (1999). *Analyse et modélisation des prix des produits pétroliers combustibles en europe*. Unpublished master's thesis, Université de Bourgogne-ENSPM, France.
- Sofiproteol, Saipol, Diester Industrie, & Proléa. (2006, 10 mars). *Biocarburants - Projet le Mériot, projet Bordeaux-Bassens*. Dossier de presse.
- Sourie, J.-C. (2002). Agricultural raw material cost and supply for bio-fuel production : methods and concept. In S. Rozakis & J.-C. Sourie (Eds.), *Special issue 'comprehensive modeling of bio-energy systems'* (Vol. Serie A - N°48, pp. 3–8). Montpellier, France : Option méditerranéennes, CIHEAM.
- Sourie, J.-C., & Tréguer, D. (2005). Le développement des biocarburants en France : une analyse de la compétition entre colza ester et colza alimentaire à l'horizon 2010. *Oléagineux, Corps Gras, Lipides*, 12 (2), 94–97.
- Sourie, J.-C., Tréguer, D., & Rozakis, S. (2005). L'ambivalence des filières biocarburants. *INRA Sciences Sociales*, 2, 8 p.
- SRI. (1998, mars). *Summary results from the NBB/USEPA tier 1 health and environmental effects testing for biodiesel under the requirements for USEPA registration of fuels and fuel additives* (Final Report Nos. 40 CFR Part 79, Sec 211 (b)(2) and 211 (e)). U.S.
- Sygmonds, G. (1955). *Linear programming : the solution of refinery problems*. New-York, USA : Esso Standard Oil Co.
- Tehrani Nedjad M., A. (2007). *Impact des évolutions de la demande de produits pétroliers sur la consommation d'énergie et les émissions de CO2 des raffineries*. Unpublished master's thesis, Université de Bourgogne-ENSPM, France.
- Tehrani Nedjad M., A., & Saint-Antonin, V. (2007). Allocation of CO2 emissions in petroleum refineries to petroleum joint products : a linear programming model for practical application. *Energy Economics*, 29(4), 974–997.
- Thevenot, N. (2006). *Alternative fuels in the World - Diesel outlook*. Hart Worlf Refining and Fuels Conference, Rio.
- Treguer, D., Sourie, J.-C., & Rozakis, S. (2005, august). *Question of costs about the french biofuel sector by year 2010*. Paper prepared for presentation at the XIth International Congress of the EAAE, 'The future of Rural Europe in the

-
- global Agri-Food System', Copenhagen, Denmark.
- Tyson, K. (2001, sept.). *Biodiesel handling and use guidelines* (Report No :NREL/TP-580-30004, National Renewable Energy Laboratory). Colorado.
- URF. (2006, oct.). *Faits et chiffres statistiques du transport en france* (Brochure annuelle). France.
- Van Gerpen, J., Shanks, B., Pruszko, R., Clements, D., & Knothe, G. (2004). *Biodiesel analytical methods* (Report No :NREL/SR-510-36240, National Renewable Energy Laboratory). Colorado.
- Varian, H. (2003). *Introduction à la microéconomie*. Paris : De Boeck Université.
- Vries, B. J. M. de, Vuuren, D. P. van, & Hoogwijk, M. M. (2007). Renewable energy sources : their global potential for the first-half of the 21st century at a global level : an integrated approach. *Energy Policy*, 35, 2590–2610.
- Wassell, J. C., & Dittmer, T. (2006). Are subsidies for biodiesel economically efficient? *Energy Policy*, 34(18), 3993–4001.
- Wauquier, J. (1994). *Le raffinage du pétrole. Tome 1-Pétrole brut, produits pétroliers, schémas de fabrication*. Paris : Technip.
- WEC. (1994). *New renewable energy resources - A guide to the future*. Kogan page Limited. London.
- Wenzel, G., & Schulze Lammers, P. (1997). Boiling properties and thermal decomposition of vegetable oil methyl esters with regards to their fuel suitability. *J. Agric. Food Chem.*, 45, 4748–4752.
- Zierer, T., Mitchell, W., & White, T. (1976). Practical applications of linear programming to shell's distribution problems. *Interface*, 6(4), 13–26.

Annexe A

Norme NF EN 590 - CSR 1^{er} Mai 2005 (GAZOLE)

SPECIFICATIONS (cf nota)	a) DOUANIERES		b) ADMINISTRATIVES		c) INTERSYNDICALES
REFERENCES	<u>Loi</u> n° 66-923 du 14/12/66 <u>Arrêté</u> du 01/03/76	<u>J.O.</u> du 15/12/66 <u>J.O.</u> du 31/03/76	<u>Arrêté</u> du 23/12/1999 du 05/02/2004	<u>J.O.</u> du 29/12/1999 du 29/02/2004	
REFERENCE NORME AFNOR	NF EN 590 (1)				
DEFINITION ADMINISTRATIVE	Mélange d'hydrocarbures d'origine minérale ou de synthèse et, éventuellement, d'ester méthylique d'acide gras, destiné à l'alimentation des moteurs thermiques à allumage par compression.				
MASSE VOLUMIQUE à 15 °C (2) (NF EN ISO 3675:1998) (NF EN ISO 12185:1996+Cor1:2001)			de 820 à 845 kg/m ³		
DISTILLATION (% v/v) récupéré à 250 °C % (v/v) récupéré à 350 °C 95 % (v/v) récupéré à (NF EN ISO 3405:2000)		Inférieur à 65 % 85 % Minimum	Inférieur à 65 % 85 % Minimum 360 °C Maximum		
VISCOSITE à 40 °C (NF EN ISO 3104:1996)			de 2,00 à 4,50 mm ² /s		
TENEUR EN SOUFRE (3) (NF EN ISO 20846:2004) / (NF EN ISO 20884:2004) (NF EN ISO 20847:2004)			50,0 mg/kg maximum jusqu'au 31/12/08		
(NF EN ISO 20846:2004) / (NF EN ISO 20884:2004)			10,0 mg/kg maximum à compter du 01/01/09		
TENEUR EN EAU (NF EN ISO 12937:2001)			Maximum 200 mg/kg		
CONTAMINATION TOTALE (NF EN 12662:1998)			Maximum 24 mg/kg		
TENEUR EN CENDRES (NF EN ISO 6245:2002)			Maximum 0,01 % (m/m)		
INDICE DE CETANE mesuré (NF EN ISO 5165:1998) (9)			Minimum 51,0		
INDICE DE CETANE calculé (NF EN ISO 4264:1997)			Minimum 46,0		
RESIDU DE CARBONE (sur le résidu 10 % de distillation) (NF EN ISO 10370:1995) (4)			Maximum 0,30 % (m/m) (valeur basée sur un produit exempt d'améliorateur de cétane)		
CORROSION A LA LAME DE CUIVRE (3 h à 60 °C) (NF EN ISO 2160:1998)			Classe 1		
STABILITE A L'OXYDATION (NF EN ISO 12205:1996)			Maximum 25 g/m ²		
POINT DE CLAIR (NF EN ISO 2719:2003)		Inférieur à 120 °C (NF T 60-103)	Supérieur à 55 °C		
POUVOIR LUBRIFIANT (5) (NF EN ISO 12156-1:2000) - méthode HFRR			diamètre de marque d'usure corrigée (wed 1,4) à 60 °C maximum 460 µm		
POINT DE TROUBLE (NF EN 23015:1994)					<i>Du 1er octobre au 31 mars</i> Maximum - 5 °C <i>Du 1er avril au 30 septembre</i> Maximum + 5 °C
TEMPERATURE LIMITE DE FILTRABILITE (NF EN 116:1998)			<i>Du 1er novembre au 31 mars - Classe E</i> Maximum - 15 °C <i>Du 1er avril au 31 octobre - Classe B</i> Maximum 0 °C		<i>Du 1er octobre au 31 mars - Classe E</i> Maximum - 15 °C <i>Du 1er avril au 30 septembre - Classe B</i> Maximum 0 °C
HYDROCARBURES AROMATIQUES POLYCYCLIQUES (6) (NF EN 12916:2000)			11 % (m/m) Maximum		
CONDUCTIVITE ELECTRIQUE (7) ISO 6297:1997 (mesure) NF EN ISO 3170:2004 (prélèvements)			150 pS/m à 20 °C au minimum (seul additif antistatique autorisé : Stadis 450)		
TENEUR EN ESTER MÉTHYLIQUE D'ACIDE GRAS (8) (EMAG) (NF EN 14078:2004)			5 % (v/v) Maximum		

Source : Comité Professionnel Du Pétrole

Annexe B

Norme NF EN 14214 -Avril 2004 (BIODIESEL)

Caractéristique	Unité	Valeurs limites		Méthode d'essai
		minimum	maximum	
Teneur en esters	% (m/m)	96,5	-	EN 14103
Masse volumique à 15°C	kg/m ³	860	900	EN ISO 3675 EN ISO 12185
Viscosité à 40°C	mm ² /s	3,50	5,0	EN ISO 3104
Point d'éclair	°C	120	-	prEN ISO 3679
Teneur en soufre	mg/kg	-	10,0	prEN ISO 20846 prEN ISO 20844
Résidu de carbone (sur résidu 10% de distillation)	% (m/m)	-	0,30	EN ISO 10370
Indice de cétane	-	51,0	-	EN ISO 5165
Teneur en cendres sulfatées	% (m/m)	-	0,02	ISO 3987
Teneur en eau	mg/kg	-	500	EN ISO 12937
Contamination totale	mg/kg	-	24	EN 12662
Corrosion à la lame de cuivre (3 h à 50°C)	cotation	classe 1		EN ISO 2160
Stabilité à l'oxydation, 110°C	heures	6,0	-	EN 14112
Indice d'acide	mg KOH/g	-	0,50	EN 14104
Indice d'iode	g iode/100 g	-	120	EN 14111
Teneur en ester méthylique d'acide linoléique	% (m/m)	-	12,0	EN 14103
Esters méthyliques polyinsaturés (>= 4 double liaisons)	% (m/m)	-	1	-
Teneur en méthanol	% (m/m)	-	0,20	1N 14110
Teneur en monoglycérides	% (m/m)	-	0,80	EN 14105
Teneur en diglycérides	% (m/m)	-	0,20	EN 14105
Teneur en triglycérides	% (m/m)	-	0,20	EN 14105
Glycérol libre	% (m/m)	-	0,02	EN 14105 EN 14106
Glycérol total	% (m/m)	-	0,25	EN 14105
Métaux Groupe I (Na + K)	mg/kg	-	5,0	EN 14108
Métaux Groupe II (Ca + Mg)	mg/kg	-	5,0	EN 14109
Teneur en phosphore	mg/kg	-	10,0	prEN 14538 EN 14107

Source : Centre Européen de Normalisation

Annexe C

Article : Bernard et Prieur (2007)
“Biofuel market and carbon
modeling to analyse french biofuel
policy” *Energy Policy*, 35(12),
5991-6002

Biofuel market and carbon modeling to analyse French biofuel policy[☆]

F. Bernard^{*}, A. Prieur

Institut Français du Pétrole (IFP), Economics Studies Division, 92852 Rueil-Malmaison, France

Available online 1 October 2007

Abstract

In order to comply with European Union objectives, France has set up an ambitious biofuel plan. This plan is evaluated on the basis of two criteria: tax exemption on fossil fuels and greenhouse gases (GHG) emission savings. An economic marginal analysis and a life cycle assessment (LCA) are provided using a coupling procedure between a partial agro-industrial equilibrium model and an oil refining optimization model. Thus, we determine the minimum tax exemption needed to place on the market a targeted quantity of biofuel by deducting the biofuel long-run marginal revenue of refiners from the agro-industrial marginal cost of biofuel production. With a clear view of the refiner's economic choices, total pollutant emissions along the biofuel production chains are quantified and used to feed an LCA. The French biofuel plan is evaluated for 2008, 2010 and 2012 using prospective scenarios. Results suggest that biofuel competitiveness depends on crude oil prices and demand for petroleum products and consequently these parameters should be taken into account by authorities to modulate biofuel tax exemption. LCA results show that biofuel production and use, from “seed to wheel”, would facilitate the French Government's compliance with its “Plan Climat” objectives by reducing up to 5% GHG emissions in the French road transport sector by 2010.

© 2007 Elsevier Ltd. All rights reserved.

Keywords: Biofuels; Linear programming; Policy analysis

1. Introduction

Transport is an issue of great concern to European countries for three main reasons. First, transport is almost totally dependent on oil and it accounts for 67% of the final European Union (EU) oil demand. Second, transport systems are characterized by strong inertia. Indeed, the transport sector is the only sector to have known a steady growth since 1990 and by 2010 the increase in fossil fuel demand is expected to reach +16% for cars, +90% for planes and +50% for trucks (EC, 2002). Third, transport is responsible for 21% of all greenhouse gases (GHG) emitted in the EU. EU countries aim to lower their oil dependence because oil prices are high and volatility makes

countries vulnerable to a possible oil shock. Consequently, the European Commission (EC) has decided to secure the EU's energy supply by reducing its import bill through a diversification of its energy sources and technologies. Therefore, liquid biofuels are considered by the EC in the short and middle term to be one of the best candidates to replace traditional fuels for transport (EC, 2004). Not only can liquid biofuels be blended with fossil fuels without major difficulties (using current distributing infrastructure and car engines) but it has also been proven that, when they are produced in a rational way, they can reduce CO₂ emissions (ADEME et al., 2002; EUCAR et al., 2006). To help in such a substitution, the EC launched a Pan-European program to promote biofuel in accordance with Kyoto protocol commitments. This program fixes biofuel target rates for compulsory biofuel blending in fossil fuels from 2005 to 2015. Every European country has to comply with the EC objectives through eco-labels, pilot projects, fiscal and legislative measures, and its own potential to produce biofuels.

As for France, the country studied in the present paper, the main potential comes from agriculture as it is the

[☆] Expanded version of a talk presented at the 29th IAEE Conference in Potsdam, Germany, June 2006 (see Bernard et al., 2006).

^{*} Corresponding author. Institut Français du Pétrole (IFP), Agence de l'Environnement et de Maîtrise de l'Energie (ADEME) and Institut National de la Recherche agronomique (INRA), France.
Tel.: +33 147 527 329; fax: +33 147 527 082.

E-mail addresses: frederick.bernard2@gmail.com (F. Bernard), anne.prieur@ifp.fr (A. Prieur).

foremost agricultural producer in the EU. In France, two main biofuels from crops have been developed so far: vegetable oil methyl ester (VOME) and ethanol. VOME, also called bio-diesel, is mainly produced from rapeseed and is blended with diesel fuel whereas ethanol is typically made from sugar beet and wheat and is used in gasoline engines. Today, biofuel crops production is not very large and is mainly located on “set-aside” lands (i.e. fallow land). However, in the future, as biofuel demand will increase, competition for land use may arise as soon as biofuel crop production goes beyond the “set-aside” land (see Ignaciuk et al., 2006; Tréguer et al., 2005). Furthermore, land use and crop rotation will be disturbed because of the increasing need for oleic crops compared to sugar beet and cereals. This imbalance will be due to the lower yield of oleic crops compared to the yield of cereal crops and the increase in the imbalance in fuel demand. Indeed, France is already more oriented towards diesel than towards gasoline. As a consequence, and because refineries were initially gasoline oriented, French refiners are under pressure to produce more diesel fuel and need to import mainly from Russia to meet the demand. Furthermore, as diesel and gasoline are joint products, refiners overproduce gasoline which is sold off on the US market. Biofuels allowing for diesel substitution could probably release the pressure on diesel production. Nevertheless, advantages of ethanol seem to be more limited. As biofuels are involved in several sectors, their development needs to be coordinated. For this reason, the French government has set up a legislative and fiscal framework to promote biofuels with ambitious biofuel production targets.

The main objective of the present paper is to study the French biofuel program for 2008, 2010 and 2012. For this purpose, a French partial agro-industrial equilibrium model is coupled to a French refining sectoral optimization model, both based on linear programming (LP). Thus, using marginal analysis, we determine the actors’ technico-economic interest for biofuels through a systemic and integrated approach. Then, we study the amount of fossil fuel tax exemption needed for biofuel production to reach the government’s biofuel blending targets, considering three crude oil prices (50\$/bl, 70\$/bl and 90\$/bl). Tax exemptions intended to compensate for the price gap between biofuel price and the corresponding fossil fuel price are determined through LP dual prices. With a clear view of the refiner’s economic choices, total pollutant emissions along the biofuel production chains are quantified and used to feed an life cycle assessment (LCA). This paper provides a long-run analysis for 2008, 2010 and 2012 using prospective scenarios.

The remainder of this paper is structured as follows. Section 2 describes the French biofuel production chains and promoting policies. Section 3 presents the agro-industrial and the refining model together with the coupling methodology. Section 4 explains how GHG emissions are accounted for. Section 5 describes the

prospective scenarios and the results of their evaluations. Section 6 provides some conclusions.

2. French context for biofuel development

2.1. French biofuel production chains

On the one hand, VOME is made from rapeseed (92% in quantity in 2003) and sunflower (8%) (ONIOL, 2004). After gathering and transport, crops are crushed in industrial units to produce vegetable oil. A by-product, cattle cake, is also obtained and is often used as animal fodder. The produced oil can be used for both human consumption and chemical engineering purposes. In fact, for VOME production, vegetable oil has to be chemically processed with methanol. This stage also produces glycerin which can be used after purification in cosmetics or pharmaceutical products. Once VOME has been produced, a refiner is allowed to blend VOME up to 5% in volume with diesel fuel and up to 30% in captive fleets (buses, municipal vehicles, etc.).

On the other hand, in France, bio-ethanol is produced from sugar beet (78% in quantity in 2003), wheat (15%) or corn (7%) (ONIOL, 2004). Bio-ethanol is produced for food, fodder, pharmaceutical or engine fuel production purposes. Sugar beet is bought by sugar industries in order to produce a sweet juice by diffusion. This sweet juice is generally used to produce sugar or spirits. As for wheat and corn, they are hydrolyzed by enzymes or chemicals to obtain a fermentable mixture. This mixture is then fermented by yeasts and distilled to produce anhydrous ethanol. These stages coproduce sugar beet pulp and distilled dry grain solubles (DDGS) from wheat which are used for fodder. Refiners can then use bio-ethanol in two different ways: for direct blending up to 5% in volume or for ethyl tertiary butyl ether (ETBE) production by chemical reaction with isobutylene, a refining component. ETBE can then be blended with gasoline up to 15% in volume (equivalent to a 7% ethanol in volume). Furthermore, since the beginning of year 2006, the EC has encouraged the use of E85 which is a blend of 85% ethanol with 15% gasoline in special engines. Nevertheless, we assume in this paper that a significant set up of this new technology will not occur within the horizon of the study because of the necessary development of specific distribution infrastructures and engines needed to develop this use of ethanol.

2.1.1. French biofuels promoting policies

In France, ethanol and VOME market development are highly dependent on promoting policies because of the lack of competitiveness, in terms of cost, of biofuel technology compared with fossil fuel technology. Policy measures in support of biofuels have been set up at each biofuel production level and biofuel blending targets have been scheduled.

At the upper level, the Common Agricultural Policy (CAP) reform of 1992 in the EU introduced a favorable context for biofuel development through the introduction of compulsory “set-aside” land. In this area, only crops intended for non-food consumption can be cultivated. Farmers are allowed to produce non-food crops (including energy crops) on “set-aside” lands and benefit from a “set-aside” payment of about 63€/ha. The “set-aside” obligation was fixed at the rate of 10% of cereal, oilseed and protein (COP) areas. Traditionally confined to “set-aside” lands, energy crops will obviously have to go beyond this area of about 1.5 Mha to reach European objectives. What is more, since 2003, farmers have been able to take advantage of a special aid of 45€/ha for energy crops if they produce crops intended for biofuel production on arable land. This aid is limited to 1.5 Mha for the whole of the EU.

At the halfway level, the French authorities set up a process to choose the agro-industrialists that will benefit from a biofuel production quota. This quota-based production qualifies them for the tax exemption on fossil fuels.¹ In this way, the industrialists are sure to sell their biofuel productions to refiners who can benefit from fossil fuel tax exemption in proportion to the quantity of biofuel used in substitution of taxed fossil fuel. In 2006, tax exemptions reached 33€/hl for ethanol used in direct blending or for ETBE production (deductible from the 59€/hl tax on gasoline) and 25€/hl for VOME (deductible from the 41.7€/hl tax on diesel fuel).

In addition to these measures, more ambitious biofuel incorporation objectives have been set by the French government at 5.75% in energetic content² for 2008, 7% for 2010 and 10% for 2015. These targets are equal to the tax rate of the general tax on pollutant activities (TGAP) proportional to both gasoline and diesel sales. This tax can be exempt in due proportion to the rate of biofuel blended with fossil fuel in energy content up to the targeted rate. The formula can be written as follows:

$$TC = (TR - BR)Q_{EF}(P_{EF} + AT)$$

$$\text{with } BR = \frac{\alpha Q_{BF}}{\beta Q_{EF}}, \text{ until } BR \leq TR,$$

$$TC = 0, \text{ until } BR > TR.$$

With TC is the TGAP cost, TR the TGAP rate, BR the biofuel rate, in energy, in engine fuel, α the energetic value of 1 t of biofuel, β the energetic value of 1 t of engine fuel, Q_{BF} the biofuel quantity, Q_{EF} the engine fuel quantity including biofuel, P_{EF} the engine fuel price, AT the additional taxes.

Ethanol and ETBE blended in gasoline, and VOME blended in diesel fuel qualify refiners or distributors for TGAP exemption. For the refiner, the TGAP cost is equal

to the TGAP rate minus the biofuel rate, in energetic content, in the corresponding engine fuel. The remaining tax rate is applied to the engine fuel revenue corresponding to the quantity of engine fuel produced multiplied by its price, plus some additional taxes (AT) such as tax on fossil fuel. If more biofuel is incorporated than is stated by the tax rate ($BR > TR$), no more tax exemption is given, but the whole TGAP is exempt.

In order to study future biofuel market evolution and pollutant emission reductions due to biofuel use, a complete representation of biofuel production chains is necessary. This approach was made possible by combining a French agro-industrial supply model with a French refining model.³

3. LP models description

3.1. French agro-industrial equilibrium model

3.1.1. General description

The French agro-industrial equilibrium model (OSCAR⁴) is a partial equilibrium model based on LP. It is composed of a sequential multi-annual and regional agricultural supply model (MAORIE) combined with an industrial module (for further details on the agro-industrial model see Rozakis and Sourie, 2001). The objective function of the model is the maximization of joint profit for farmers and industrialists producing biofuels. Here, we assume that farmers and industrialists constitute a vertically integrated activity. In fact, the marginal cost of producing biofuel is a linear function of the marginal cost of the corresponding crop (as the transformation process is modeled with constant coefficients). It means focusing the analysis on farmers behaviors.

On the one hand, the MAORIE agricultural supply model determines crop selection decisions by farmers, considering crop margins, farming and supply constraints. It represents more than 80,000 crop producing farms based on a sample of 1379 elementary models of farms. These elementary models are characterized by different useful agricultural zones and crop yields representing French agriculture according to the Farm Accountancy Data Network (RICA). Each farm belongs to a French region and to one of two agricultural types with different crop choices, “cereal” production oriented (56% of farms) and “sugar beet” production oriented (44%). On this basis, 17 crops or land uses⁵ are taken into account and differentiated according to: (1) the agricultural type; (2) the region of the farm where the crop is grown; (3) the preceding crop in cultural rotation; (4) the final use (human

³Both models are written in GAMS code (Brooke et al., 1998).

⁴OSCAR: ‘Optimisation du Surplus économique des Carburants Agricoles Renouvelables’; model developed by the Joint Research Unit in Public Economics, (INA-PG / INRA), Grignon.

⁵Wheat, hard wheat, sugar beet, rapeseed, potato, pea, sunflower, oats, soya bean, winter barley, barley, maize, sorghum, horse bean, linen, lucerne and fallow.

¹European Commission COM(2005)628 final.

²The energetic content is expressed in net calorific value (NCV), i.e., amount of heat released by complete combustion of a unit weight of fuel.

Table 1
Agro-industrial processing yields in kg t

	Sugar beet	Wheat	Rapeseed
Ester			400
DDGS		417	
Cattle cake			559
Glycerin			40
Ethanol	79	276	

food or energy); (5) the growing area (inside or outside “set-aside” land). Furthermore, the model MAORIE is a sequential multi-annual model from 2004 to 2012. Social and economic criteria, such as farming force, farmer age, farmer fixed charges, farm size and stocking capacities of a given year are based on the results from optimization of the year before. For each farm, the age of the farmer and his gearing is calculated to orientate the development of the farm: continue its activity, make the farm available to other farmers or to other activities. CAP reforms and agronomic advancement in yields are also taken into account for the 2004–2012 period.

On the other hand, the industrial module is composed of global biofuel supply constraints for ethanol from wheat and sugar beet and VOME from rapeseed. Until now, as VOME production from sunflower remain marginal and bio-ethanol from corn intended for engine fuel use is non-existent, biofuels produced from corn and sunflower are not taken into account in this paper. In addition, the following processing yields of biofuels and by-products are applied to crops within biofuel supply constraints (see Table 1).

3.1.2. Variables, parameters and equations

In the model OSCAR, 7500 variables are associated with 6800 constraints (Rozakis and Sourie, 2005). Crop-cultivated areas per farm, biofuel and by-product productions are the variables. And, main constraints are land capacity, rotation of crops, fallow minimum and maximum requirements, crop and biofuel supply, maximum land use by cereals, oilseeds, sugar beet, etc. The matrix of technical coefficients (yields), crop profits per hectare, biofuel prices, crop and biofuel subsidy amounts and also by-product prices are exogenous parameters.

The objective function maximizes the sum of farmers' and biofuel industrialists' profits. Aggregated farmers' profit is equal to each farm crop production multiplied by profit per hectare. Industrial profits are composed of by-products and biofuel sales minus costs: (1) crop collecting costs; (2) first industrial biofuels processing costs, i.e., oilseed grinding for cereals and sugar production costs for sugar beet; (3) second biofuel processing costs, i.e., unitary variable costs of processing vegetable oil in ester and fermentable juice in ethanol; (4) blending costs.⁶

In addition, the OSCAR model makes it possible to determine the opportunity costs associated with biofuel raw materials and biofuel production. A detailed description of raw material and biofuel opportunity cost determination and concepts are dealt with in Sourie (2002). Sourie defined the biofuel raw material opportunity cost as “the marginal cost of the least efficient producer so as to reach the demand”. The biofuel opportunity cost is given by the biofuel raw material opportunity cost added to the industrial biofuel production cost. It is given by the dual variable associated with biofuel demand constraints and is equal to the variation in the farming and industrial joint profit due to the production of an extra ton of biofuel (Tréguer et al., 2005).

The main hypotheses of the OSCAR model are the following: (1) farmers are considered to be ‘price takers’; (2) the agro-industrial sector is closed to imports; (3) by-product crop demands are considered to be totally elastic; (4) biofuel demands by refiners are totally elastic and their values are fixed to the corresponding fossil fuel prices. The aim of the coupling procedure between the OSCAR model and the refinery model is to release hypothesis 4. A comparison between marginal biofuel production costs and biofuel value at associated engine fuel prices has already been made by the French National Institute for Agricultural Research (INRA) to determine tax exemption with (see Rozakis and Sourie, 2005) and without (see Rozakis and Sourie, 2001) uncertainties. However, these previous works suppose the existence of a linear relation between crude oil prices and the engine fuel market prices. In fact, the complexity of refining shows that such relations are not obvious. In addition, biofuel production is supposed to be sold at the associated engine fuel market price. In fact, the refiner's willingness to pay for biofuels can be different from engine fuel prices. Consequently by releasing hypothesis 4 through the use of the refining model we are able to take into account the refining complexity and improve our understanding of biofuel markets.

3.2. The French refining model

3.2.1. General description

The French oil refining model is a mono-refinery optimization model based on LP.⁷ This model can be used for short-run and long-run determination of the refining flow chart. In the first case, annual refining costs are composed of operating variable costs of the various refining units (chemicals, utilities, etc.). For long-run analysis, capital expenses (investments) and fixed costs (maintenance, labor, etc.) are added to the previous costs. The refining model determines under cost minimization end-product blend compositions, utility consumptions, investments, imports and exports but also marginal production costs, marginal costs related to quality require-

⁶Data based on Rozakis et al. (2005).

⁷Developed by IFP from original *Oil is used in Refineries to Supply Energy* model OURSETM, Lantz et al., 2004).

Table 2
Refining model composition

Main refining model constraints	Number
Balances of intermediate and final products	1171
Demand equations	45
Product quality control	121
Capacity constraints	45
Crude oil supply	4
Pollutant emissions (CO ₂ , SO ₂)	2

ment (or specification) constraints, and total CO₂ and SO₂ emissions from the refinery. An exhaustive description of the refining model is provided in Saint-Antonin (1998).

3.2.2. Variables, parameters and equations

Physical flows between refining units from crude oil to end-use oil products along with pollutant emissions (CO₂, SO₂), utility uses, investments, imports and exports are the main variables of the refining model in our long-run analysis. In the French refining model, crude oil provisioning is modeled by four representative crude oils (Brent, Arabian Light, Arabian Heavy and Forcados) (Khebbri, 1993; Saint-Antonin, 1998). Crude oils are then processed by refining units (distillation, cracking, visbreaking, hydro-treatment units, etc.) in order to produce various refined products (propane, butane, naphtha, gasoline, jet fuel, diesel, domestic fuel, heavy fuel, bitumen, etc.). In the model, supply ratios, capacity of the units, end-product demands, market prices, technical specifications and the data matrix of technical coefficients (intermediary products and utility yields for each unit) are fixed as parameters. Main constraints are presented in Table 2.

The main hypotheses inherent to the refining model are: (1) refiners are considered as ‘price takers’; (2) biofuel buying prices, generally obtained from the market price do not reveal real biofuel opportunity production cost. Hypotheses (2) is released thanks to the coupling procedure.

3.2.3. Biofuel concern

In order to handle the biofuel question, the use of biofuel by refiners is considered to be constrained only with respect to fuel specifications. We do not fix a maximal biofuel blending rate as stated in the regulations (5% blend in volume). Indeed, it is obvious that this regulation is not consistent with the blending target objectives. It is, for example, impossible to comply both with the minimum 5.75% blending target in energy in 2008 and the 5% maximum blending target in volume for ethanol and VOME, that is why the EC is presently revising this regulation. Nevertheless, the maximum blending regulation can be justified by the evolution of ethanol/gasoline mix volatility when the share of ethanol increases. Some adjustments of the refining model were necessary to enable the refiner to take this phenomenon into account. For this purpose, integer variables were used to perform the

modeling of non-linear volatility properties of ethanol mixed with gasoline. Indeed, gasoline/ethanol blend volatility depends on ethanol proportion. This property is often a barrier for ethanol incorporation in gasoline because of gasoline specifications. Nevertheless, after a 6% blend in volume, Reid vapor pressure of ethanol/gasoline blend decreases. Consequently, the non-linear rule of ethanol and gasoline mix volatility might allow refiners to mix more ethanol with gasoline. However, the refiner can also use ethanol to produce ETBE and blend it with gasoline up to 15% in volume. Concerning VOME, nothing seems to constrain mixing with diesel up to 8% in volume, all the more so as it can be used up to 30% in captive fleet.

Furthermore, as the general tax on pollutant activities is very dissuasive for refiners, it is assumed that they will incorporate the total amount of biofuel this tax induces, and no more, because, by doing so, they would not benefit from a higher tax exemption. The dual variable associated with the biofuel demand constraint provides important information for determining the need for tax exemption. Indeed, these dual variables could be interpreted as the long-run marginal production costs of the refiners. In other words, these dual variables represent the refiner’s willingness to pay, i.e., the maximum price, for one more ton of biofuel.

3.3. The coupling procedure

The coupling procedure implemented in this work⁸ finds its origin in the obvious complementarity between the agro-industrial model and the refining model to give a realistic representation of the whole range of biofuel production chains and final uses.

For each year considered in the following prospective analysis, we run an external coupling procedure with coordinated simulations between the two models. The minimum tax exemption needed to place the targeted quantity of biofuel on the market can thus be determined. It also provides the LCA with some data resulting from the actors’ economic choices. Three optimizations are required. The one for the agro-industrial model obliges farmers and industrialists to produce the targeted quantity of biofuels. Two successive optimizations ‘with’ and ‘without’ biofuel use are then undertaken with the refining model. In both cases, the long-run analysis of the refining activity will reveal how the refiner meets the same end-product demands whilst minimizing its costs. The situation ‘without’ biofuel means that the refiner is not allowed to incorporate biofuel in order to meet his oil end-product demands. He can use methanol to produce MTBE, another oxygenate component produced from fossil sources which improves the quality of gasoline in a similar way to ETBE.

⁸The present coupling procedure was developed in an ADEME project joining INRA, IFP research teams. For further details see Rozakis et al. (2005)

In the situation ‘with’ biofuels, he can use ethanol in direct blending with gasoline or produce ETBE. Nevertheless, in this case refiners can no longer produce MTBE since French refiners usually convert their MTBE units in ETBE units to incorporate ethanol. The refiner can also incorporate VOME in direct blending with diesel fuel.

The procedure is as follows for each year and for each crude oil price considered:

- (1) Optimizing the OSCAR model ‘with’ biofuels to obtain the agro-industrial marginal cost to produce the targeted quantities of biofuel. The cultivated area of biofuel crops are also noted for the LCA.
- (2) Optimizing the refining model ‘without’ biofuel in order to record crude oil demand and CO₂ refining emissions when end-product (fuels) demands are met by fossil sources.
- (3) Optimizing the refining model ‘with’ biofuels in order to obtain the refiner’s willingness to pay for the ultimate ton of biofuel it has to incorporate. Furthermore, the model also determines the crude oil demand and the CO₂ emissions from the refining activities when using biofuels.

Post optimization calculations using both model outputs are then necessary to determine the minimum tax exemptions (TaxEx_{\min}) the planner has to set up in order to reach the targeted biofuel quantities (Q_{target}) for each production chain (see Fig. 1). This value is obtained by the difference between the cost of the last ton of biofuels the industrialists have to produce (optimization 1) and the refiners’ willingness to pay for the ultimate ton of biofuel he has to demand (optimization 3). In short, the government should compensate the gap between the agro-industrial marginal cost of biofuel production (mC_{agr}) and the marginal revenue of biofuel for refiners (mR_{ref}). We determine a ‘minimum’ tax exemption because, by seeking a long-run equilibrium, we assume that refiners are completely free to

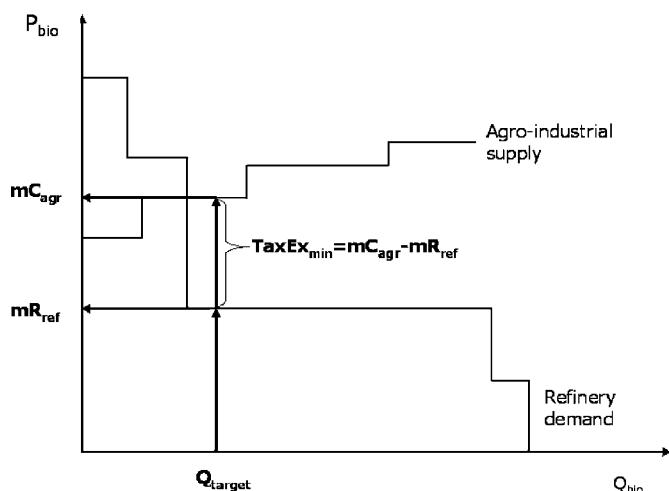


Fig. 1. Tax exemption determination by coupling procedure.

invest in the refining units they need. The refining model is a deterministic model and consequently the refining investment decision does not take into account uncertainty. In fact refiners cannot invest as freely as it is supposed in this paper.

4. Accounting for reduction of GHG emissions

4.1. LCA methodology

LCA enables us to evaluate the environmental impacts caused by an asset production, use and end of life of a process. Thanks to this method, it has now been proved that biofuels used in substitution for conventional fossil fuels reduce GHG emissions (see ADEME et al., 2002; EUCAR et al., 2006). Nevertheless, assessments are still due to the diversity of their results. The main interest of the LCA provided in this study is the use of the farming and refining LP models which differ from current LCA. Thus, we bring more precise information on the farming and the refining steps in the estimation of the potential GHG emission benefit thanks to biofuel use in the French transport sector. This approach makes it possible to give more accurate information on the technico-economic choices of farmers and refiners and to avoid the question of emissions allocation between gasoline, diesel and all by-products of the refinery (on the allocation issue see Babusiaux, 2003; Pierru, 2007; Tehrani Nejad, 2007).

In order to carry out the biofuel LCA, two scenarios are compared. Firstly, a ‘business as usual’ scenario, where GHG emissions are evaluated for the whole fuel production and utilization chain, and where it is supposed that no biofuels are consumed. Secondly, a ‘biofuel use’ scenario where the influence of biofuel blending on GHG emissions is assessed.

On this basis, we follow the four main steps of the LCA method:

- (1) Goal and scope definition, where the objectives of the study for an attempted utility are described.
- (2) Inventory, where a flow diagram is used to describe physical flows like emissions and the use of raw material in order to obtain the attempted utility.
- (3) Impact assessment, where the previous flows are gathered into impacts.
- (4) Interpretation, where the various scenarios are compared.

In order to compare the two main pathways, conventional fuels and biofuels, several steps from material extraction to final use of fuel are distinguished (see Fig. 2). For each step, energy use and GHG emissions are estimated. The difference between the total GHG emissions of each scenario gives the potential GHG emission reduction due to biofuels in France. This calculation is made for the three time frames we are studying (2008, 2010 and 2020) and for a 70\$/bl crude oil price.

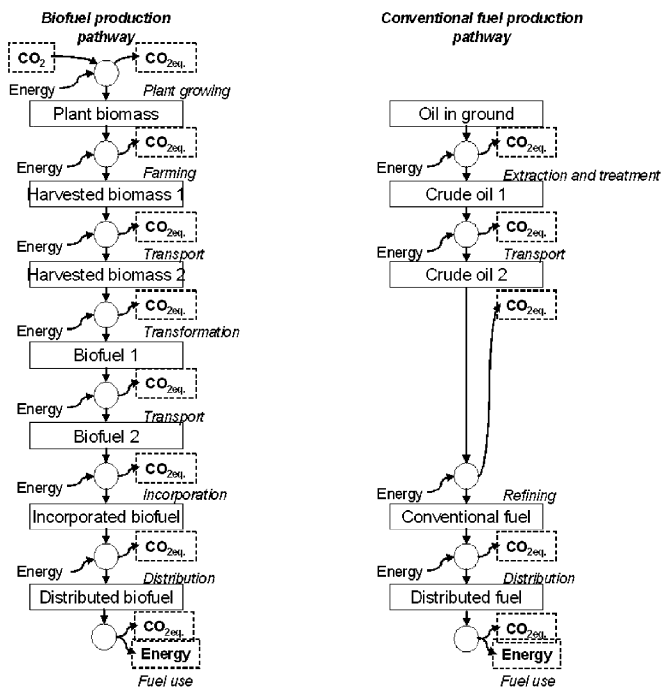


Fig. 2. LCA scheme.

4.2. Data used

4.2.1. General assumptions

The GHG balance is based on CO₂, CH₄ and N₂O flows from crude oil extraction or biomass cultivation to fuel use in the vehicle. Global warming potentials (GWP) are assigned to each gas (see Table 3). GWP correspond to CO₂-relative effects on global warming and as a consequence, these coefficients are expressed in CO₂ equivalent (eCO₂) values. In the agricultural sector, the GHG emissions from energy use, as well as emissions of N₂O, are taken into account. However, the environmental impact of infrastructures and services is assumed to have a minor impact on the final result, in other words GHG emissions caused by building and decommissioning of infrastructures are neglected.

The two scenarios we compare refer to the French situation, regarding in particular electricity mix and energy supply. Nevertheless, technologies are assumed to remain the same between the three scenarios studied (2008, 2010 and 2012).

4.2.2. Conventional pathways

The GHG balance of conventional gasoline and diesel pathways relies on the results of the refinery model, namely the total amount of final fuel produced (and consumed), the quantity of crude oil used, by region of import, as well as the total amount of CO₂ emitted by the refinery for fuel production. Crude oil need, which is given by the refining model, enables the evaluation of crude oil production GHG emissions. By adding up the previous GHG emissions we obtain the well-to-tank GHG emissions.

Table 3

Global warming potentials of the GHG assessed in this study (g eCO₂/g)

	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
GWP	1	23	296

Source: IPCC (2001).

Extraction and treatment of crude oil are considered as one single step. Natural gas (62%), electricity (19%) and diesel oil (15%) account for 96% of external energy supply while residual oil (2%) and gasoline (2%) account for the remaining 4% (GMC et al., 2001). Energy use considered in this study for the crude oil extraction and treatment steps are limited to associated gas (a part is used for electricity generation, with a yield of 31%), electricity and diesel oil. As oil extraction is located outside France, and as it is often isolated, the French electricity mix would not be relevant: electricity from associated gas has consequently been taken as being used for oil extraction. Total energy use for crude oil extraction accounts for 2.3% of the energy content of produced oil. Losses during crude oil extraction have also been taken into account at a rate of 0.37% (GMC et al., 2001). It is assumed that there is no methane leakage. Associated gas is either flared or used for energy supply on site. Gas flaring is estimated for each region and varies from 2.6 m³/t of crude oil in the North Sea to 9.5 m³/t in Sub-Saharan Africa.

GHG emissions of crude oil transport depend on energy use during transport. Crude oil is transported either by pipelines or by tankers. Three transport steps have been considered:

- from the oil field to the export place, by pipeline;
- from the export place to the import place, by tanker or pipeline;
- from the import place to refineries, by pipeline.

Pipeline lengths for transport from oil field to the export place were estimated from CPDP (2004). The total distance was then calculated as the average distance, weighted by total oil import per region. It is assumed that energy for crude oil transport comes from fuel-oil. We also used average distances between import and export places that were estimated from CPDP (2004). The total distance was then calculated as the average distance, weighted by total oil import per region. Traffic breakdown is based on Hawdon (1991). Energy is supposed to come from fuel oil. Finally, the average distance between import place and refineries has been calculated with distances covered by pipeline networks and annual transport capacity. Assumptions on energy use for each transport mode are presented in Table 4.

Leakage or evaporation of hydrocarbon during transportation is also included in the calculation. There are few data on losses of hydrocarbons. Data used in this study are reported in Table 5.

Table 4
Assumptions on energy consumptions for each transport mode

Mode	Energy consumed
Tankers of 100,000 t	0.13 MJ/t km
Tankers of 300,000 t	0.05 MJ/t km
Barges	0.25 MJ/t km as fuel oil
Rail	250l/100 km as diesel oil 16.1 kW h/km as electricity
Onshore pipelines	2.4×10^{-3} MJ/t km as electricity
Offshore pipelines	0.48 MJ/t km as electricity
Trucks	32.8l/100 km as diesel oil

Source: IFP.

Table 5
Oil spills during transportation (ppm)

	Losses		
	Min	Average	Max
Transport by tanker	4.2	19	45.9
Transport by pipeline	0.1	0.51	1

Source: IFP, Oil spills intelligence report, Concawe and ITOPF.

The GHG emissions of the refining activity are provided by the refinery model. They are mainly due to the use of energy by refining units. Refining units are supplied with various utilities such as fuel, electricity, high pressure vapor or low pressure vapor or even natural gas. The flow chart obtained by optimization makes it possible to determine the use of each unit and their needs for each utility. Thus, GHG emissions from the refinery are given by the model. Then fuels are transported either by pipeline, truck, train or barge (see energy use in Table 4). France uses mainly pipelines. The distribution network of liquid fuels from refineries to delivery stations was modeled in CPDP (2004). No fuel leakage was taken into account for fuel distribution. This step is common to conventional diesel and gasoline, and biofuels.

4.2.3. Biofuel pathways

Three biofuel pathways are evaluated: (1) ethanol or ETBE from sugar beet; (2) ethanol or ETBE from wheat; (3) VOME from rapeseed.

Concerning the biomass cultivation step, carbon stored in agricultural soils (see Table 6) and GHG emitted by farming are taken into account. Farming GHG are mainly due to energy use (trucks, etc.) and fertilizers and phytosanitary use (especially for N₂O emissions) (ADEME et al., 2002). The harvested biomass is then assumed to be transported by truck. Biofuel emissions are allocated using the “substitution” method, i.e., all the emissions of the conversion process are allocated to the biofuel and a credit for the use of by-product in fodder or glycerin production is then deducted (EUCAR et al., 2006).

Regarding biofuel transportation to the refinery, two different schemes are used. We assume ethanol to be

Table 6
Coefficients of carbon sequestration in the soil by different crops

Crop	Yield (t/ha)	C sequestration flow (tc/ha/yr)
Wheat	8.5	0.48
Sugar beet	14 (sugar)	0.32
Rapeseed	5.0	0.32
Fallow land	–	0.08 ^a

Source: Boiffin et al. (1986) and Wylleman (1999).

^aEstimated by INRA.

Table 7
Energy use for ETBE synthesis (7.4 t ETBE/h)

	ETBE synthesis
Electricity (kW h)	53.2
Steam (t/h)	5.1
Isobutylene (t/h)	3.92
Ethanol (t/h)	3.48

transported by train to the refinery, on an average distance of 350 km, and VOME to be transported to the refinery by truck for 7% (on an average distance of 400 km), by train for 28% (400 km) and by barge for 65% (60 km) (ADEME et al., 2002). The incorporation step in the refinery is assumed to have an impact only for ETBE which is produced from ethanol and isobutylene in the refinery (see Table 7).

The chemical reaction of ETBE production is as follows:
0.47 t Ethanol + 0.53 t Isobutylene → 1 t ETBE.

4.2.4. Vehicle energy use and GHG emissions

Final emissions of vehicles from fuel use are estimated with average data, considering that only conventional fossil fuels cause GHG emissions and that biofuels are “CO₂ neutral”. Average GHG emission is assumed to be 140 g eCO₂/km (for a consumption of 190 MJ/100 km) for gasoline and as 128 g eCO₂/km (for a consumption of 172 MJ/100 km) for diesel oil.

5. French biofuel plan evaluation in 2008, 2010 and 2012

5.1. Prospective scenarios description

In order to study the French biofuel plan, three scenarios were built: one for 2008, one for 2010 and one for 2012. They dealt mainly with technological improvements, prices, policies and demands in relation to biofuel production chains.

5.1.1. The French biofuel plan

The French biofuel plan sets the following rates in fossil fuel blending objectives by means of the general tax on pollutant activities (see Table 8).

In this work we assume that ethanol production is equally divided between wheat and sugarbeet. From the gasoline and diesel demands, the biofuel blending rates

Table 8
Biofuel incorporations targeted by the French government in 2005

	Objectives % NCV	Gasoline demand (Mt)	Ethanol need (Mt)	Diesel demand (Mt)	VOME need (Mt)
2008	5.75	9.996	0.915	34.563	2.286
2010	7.0	9.123	1.017	36.088	2.905
2012	8.0	8.315	1.059	37.437	3.445

provide the biofuel quantity targeted by the French government. It is for these biofuel quantities (the quantities farmers and industrialists have to produce and refiners have to incorporate) that we will calculate the minimum tax exemption the government has to set up as well as the gain in GHG emissions.

5.1.2. Price considerations

For prices, we decided to study three different crude oil price scenarios for each year using correlations rather than forecasting price evolutions. Three Brent crude oil prices are studied: 50\$/bl, 70\$/bl and 90\$/bl. In the refining model, correlations, based on IFP sources, were necessary to evaluate the impact of different crude oil price scenarios on petroleum product prices. In addition, the agro-industrial model does not take into account changes in farmers' production costs when the crude oil price varies. Concerning by-products, some hypotheses on their prices have been drawn up. The prices which have been retained correspond to the 2005 market situation and we assume these values to remain constant until 2012. Although it is a strong assumption, by-product demand elasticities are difficult to quantify and uncertainties on their price evolutions are high. Glycerin is priced at 125\$/t, cattle cakes at 150\$/t and DDGS at 112\$/t.

5.1.3. Industrial unit evolutions in technology

In this work, we assume that the technology can be improved. Nevertheless, new technologies cannot emerge. Thus, biofuel technology can become more efficient thanks to scale effects and the refiner is capable of improving its technology by investing, especially, in hydro-technologies (i.e., hydro-cracking). Processing yields in biofuels and by-products depend on the year we are considering in order to represent technology improvement. It is considered that VOME technology will be mature as early as 2008, whereas ethanol technology is expected to become more efficient between 2008 and 2010. Different processing costs based on unit sizes were implemented as shown in Table 9 (see Mavrotas and Rozakis, 2005).

5.1.4. Fuel specifications and demand evolutions

In order to evaluate the French petroleum end-product demands, a predictive model based on trends and LP is used. Engine fuel demand (gasoline and diesel), in particular, was estimated according to parameters based on the fleet and the freight traffic (for more details see Rozakis et al., 2005). On this basis, the engine fuels

Table 9
Industrial production cost evolutions expected in 2005

	Year	Unit size (t/yr)	Variable costs (€/l of biofuel)
VOME	2008–2012	100,000	0.140
Ethanol from cereals	2008	40,000	0.340
	2010–2012	160,000	0.270
Ethanol from sugar beet	2008	40,000	0.320
	2010–2012	160,000	0.200

Source: IFP.

Table 10
Petroleum parameter evolutions expected in 2005

	2008	2010	2012
Petroleum product demand (Mt/yr)			
Propane	2.02	1.90	1.79
Butane	1.14	1.09	1.05
Gasoline	9.996	9.123	8.315
Jet fuel	6.58	6.85	7.12
Diesel	34.563	36.088	37.437
Heating oil	15.32	14.70	14.10
Low sulfur fuel oil	2.40	2.30	2.21
High sulfur fuel oil	3.54	3.49	3.46
Oil end-product specification (ppm)			
Engine fuel max. sulfur content	50	10	10
Fuel oil max. sulfur content	2000	1000	1000

Source: IFP.

demand is assumed to emphasize the imbalance in favor of diesel. Apart from diesel, the other end-product demands are expected to decrease (see Table 10). Furthermore, fuel specifications will become more stringent concerning sulfur content and other particles.

5.2. Results and discussion

Main results deal with biofuel crops' land use, biofuel competitiveness and the need for tax exemption to favor biofuel development as well as assessment of GHG emission reduction due to biofuel use.

5.2.1. Biofuel crops land use

If we consider the need of land for biofuel crop production, we can observe that, as early as 2008, the entire French "set-aside" land of about 1.5Mha will be

Table 11
Land need for biofuel crops production from the agro-industrial model (Mha)

	2008	2010	2012	INRA 2010 ^a
Blending objectives (%)	5.75	7	8	5.75
Rapeseed for VOME	1.514	1.857	2.262	1.800
Wheat for ethanol	0.244	0.277	0.296	0.091
Sugar beet for ethanol	0.068	0.080	0.084	0.096
Total	1.827	2.215	2.641	1.987

^aSource: Tréguer et al. (2005).

slightly insufficient to ensure the biofuel production targeted by the government (see Table 11).

As soon as biofuel production exceeds the extent of fallow lands, competition for energy and food land use arises (Tréguer et al., 2005; Ignaciuk et al., 2006).

5.2.2. Market and policy analysis

Table 12 shows the result of the coupling procedure.

Concerning agro-industrial supply, marginal cost evolutions are quite different for crops intended for ethanol⁹ or VOME production. The marginal production cost of ethanol crops remains constant because current wheat and sugar beets area land are sufficient to allow targeted biofuel production until 2012. Nevertheless, the land area used for VOME crops (rapeseed) production has been quite large since 2008 and increased strongly after. As more rapeseed intended for biofuel production needs to be cultivated, more food crops (of increasing value) have to be substituted. Consequently, the marginal cost of rapeseed production will increase as shown in Fig. 3.

As a consequence, the last ton of ethanol crops the French biofuel plan had targeted for 2008 is more expensive for farmers to produce than the last ton of VOME crops. After 2010, the situation is inverted because of VOME marginal cost increases.

With regard to refiners' demand in biofuel factors to produce their engine fuel, two main remarks ought to be made. First, marginal revenues of biofuels increase because of an increase in engine fuel marginal production costs which are closely linked to crude oil prices. Second, marginal revenue of ethanol is always lower than that of VOME because of the imbalance in engine fuel demand. Furthermore, no general conclusion can be made on the evolution, over the years, of VOME and ethanol marginal revenues because of investment possibilities. Nevertheless, marginal revenues remain quite constant.

By comparing the marginal cost of supply of biofuel production and the marginal revenue from biofuel demand we can discuss biofuel competitiveness taking into account the positive or negative value of minimum fossil fuel tax exemption. What appears is that ethanol becomes compe-

Table 12
Biofuel tax exemption results in €/hl

	Oil price (\$/bl)	Marginal costs		Marginal revenues		Min. tax exemption	
		Ethanol	VOME	Ethanol	VOME	Ethanol	VOME
2008	50			23.8	29.2	18.2	9.8
	70	42	39	33.2	39.2	8.8	-0.2
	90			44.0	48.9	-2.0	-9.9
2010	50			27.6	28.2	14.4	19.8
	70	42	48	37.8	38.6	4.2	9.4
	90			48.0	48.4	-6.0	-0.4
2012	50			26.7	28.8	15.3	47.2
	70	42	48	37.7	38.9	4.3	37.1
	90			47.8	48.5	-5.8	27.5

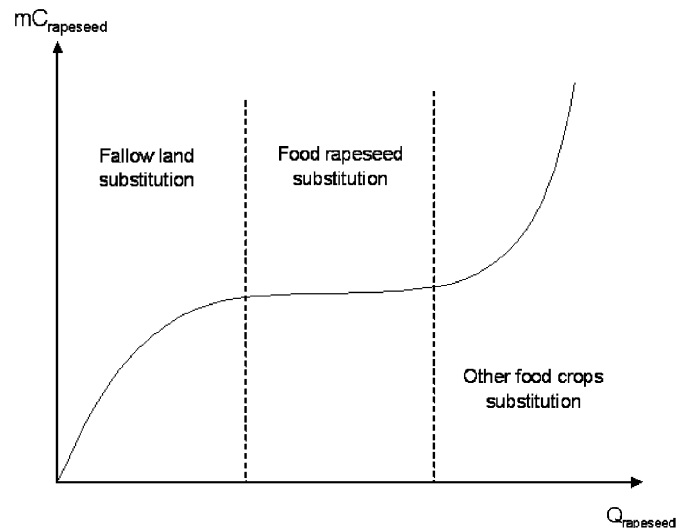


Fig. 3. Biofuel rapeseed supply curve.

titive for a crude oil price higher than 90\$/bl. Whereas for VOME, the competitiveness decreases every year. In 2008, it is competitive in the short run for a crude oil price higher than 70\$/bl, then in 2010 for a price of 90\$/bl and in 2012 it should be competitive for a very high price of crude oil.

As a conclusion, and regarding current tax exemption of 25€/hl for VOME and 33€/hl for ethanol, it seems that the government tax exemptions are quite high and should be reduced by taking into account crude oil price levels. For ethanol if the crude oil price is expected to remain between 50\$/bl and 70\$/bl, the tax exemption should be reduced to at least 18.2€/hl. If it is expected to remain between 50\$/bl and 70\$/bl, the ethanol tax exemption should be reduced to at least 8.8€/hl. The level of tax exemption could also be modulated according to the year and the crude oil price that is considered. Nevertheless, in 2012, the current level of tax exemption for VOME will not be sufficient to reach the objectives. Minimum levels are presented in Table 12.

⁹As the ethanol marginal cost from sugar beet is higher than the one from wheat (0.37€/hl), we retain ethanol from sugar beet marginal cost to determine the minimum tax exemption need.

5.2.3. LCA results

The results of LCA show that the use of biofuels could help save, over the complete chain from crude oil extraction or biomass cultivation to fuel use, between 7 and 11 Mt eCO₂ per year, depending on the year considered. Thus, biofuels would make an average reduction of 5% in GHG emission possible compared with the “business as usual” situation (see Table 13).

In Table 14, a comparison of GHG emissions savings thanks to biofuel use is provided for each step. Positive figures correspond to GHG emission reduction and negative ones to GHG emission increase. The major part of emission reduction occurs for fuel use in cars. In fact this GHG emission saving is due to CO₂ recycling by plants, i.e., the CO₂ emitted by biofuel combustion is partially sequestered by plants during photosynthesis. Despite the fact that carbon storage in soil is taken into account, the crude oil and farming production steps imply more emissions ‘with’ biofuels than ‘without’, because of the cultivation step. Processing contribution in GHG emissions, accounting for biofuel and refining processes, can be either positive or negative. On the one hand, GHG emissions should increase because of the biofuel production by industrialists but, on the other hand, refineries are expected to reduce their GHG emissions thanks to the use of biofuel and a reduction in their fossil fuel demand. In fact this second assumption is not necessarily true because the refining investments (each unit having a specific need in energy from various sources) and the flow chart ‘with’ and ‘without’ biofuel is different. Consequently, the use of biofuels by refiners does not necessarily decrease GHG emissions in the refining process. Further research should be undertaken to determine biofuel influence on refining investments and thus, GHG emissions. Nevertheless,

considering both pathways, biofuels always allow GHG emission savings. Furthermore, the distribution step contribution to GHG reduction is null because the same quantity (in tons) of fuel will be distributed in the two scenarios.

The calculation of possible GHG emissions reduction on the entire life cycle by the introduction of biofuels shows that the objectives set by the French Government in 2004 (Plan Climat 2004) are realistic. These objectives are to reduce the emissions in the road transport sector by 2010 by 7 Mt eCO₂ through the use of biofuels.

6. Conclusion

The purpose of this paper is to evaluate the French Biofuel Plan for 2008, 2010 and 2012, using prospective scenarios, on the basis of two criteria: tax exemption on fossil fuels and GHG emissions saving due to targeted biofuel use.

However, it could probably be better adjusted by authorities from a fiscal point of view. Biofuel can become competitive as new factors for fossil fuels processing depending on the crude oil price and petroleum product demand. Today, VOME is already more or less competitive but the high demand in rapeseed may decrease the economic appeal of the marginal quantity of VOME required by the French government. Ethanol production does not seem very competitive because of the imbalance in engine fuel demands. Nevertheless, new biofuel technologies and high crude oil prices may make biofuels more competitive. In addition, biofuel use would make it possible to save about 5% of GHG emissions in the road transport sector in comparison with the “business as usual” situation. The gain is especially due to CO₂ recycling by crops. We are aware of the limits of our approach based on scenarios. Uncertainties on data are not explicitly taken into account. There are shortcomings on prices, elasticities and investment possibilities. Further improvements of the models would be to incorporate these aspects.

Acknowledgment

The authors are grateful to J.C. Sourie and D. Treguer of the Public Economics Joint Research Unit of the INRA from France, Stelios Rozakis of the Agricultural Economics Department of the Agricultural University of Athens from Greece, Valérie Saint-Antonin, S. His, J.-F. Gruson of the Economics Studies Division of the IFP from France, who built the basis of this work thanks to the final support of the ADEME in the frame of the AGRICE project (see Rozakis et al., 2005). I also thank A. Pierru (IFP), J.C. Sourie and P.A. Jayet (INRA) for their follow up within the framework of my research activities.

Table 13
Overall GHG emissions reduction obtained by the use of biofuels

	2008	2010	2012
Biofuel rate (%)	5.75	7	8
GHG emission reduction (Mt eCO ₂ /yr)	7.2	9.7	10.9
GHG emission reduction (%)	4	5	6

Table 14
GHG emissions reduction between the two scenarios for each step (Mt eCO₂/yr)

	2008	2010	2012
Production	-1.1	-0.7	-1.5
Transportation (all steps)	0.1	0.3	0.2
Processing	-0.6	0.2	-0.2
Distribution	0	0	0
Fuel use in cars	8.8	10	12.4
Total	7.2	9.7	10.9

References

- ADEME, DIREM, Ecobilan, PriceWaterhouseCoopers, 2002. Bilans énergétiques et gaz à effet de serre des filières de production de biocarburants en France. Technical Report, November, p. 132.
- Babusiaux, D., 2003. Allocation of the CO₂ and pollutant emissions of a refinery to petroleum finished products. *Oil & Gas Science and Technology—Revue IFP* 6 (58), 685–692.
- Bernard, F., His, S., Rozakis, R., Saint-Antonin, V., Tréguer, D., 2006. Agro-industrial and refining model integration for decision making purposes concerning biofuel take-off. In: Paper Prepared for Presentation at the 29th IAEE Conference, ‘Securing Energy in Insecure times’, Potsdam, Germany.
- Boiffin, J., Zagbahi, K., Sebillotte, M., 1986. Systèmes de culture et statut organique des sols dans le Noyonnais: application du modèle de Hémin-Dupuis. *Agronomie* 6, 437–446.
- Brooke, A., Kendrick, D., Meerus, A., Raman, R., 1998. GAMS, A User’s Guide. GAMS Development Corporation.
- CPDP, 2004. Pétrole 2004. Éléments statistiques. Rueil Malmaison, France.
- EUCAR, JRC, CONCAWE, 2006. Well-to-wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context. Version 2b. Brussels.
- European Commission (EC), 2002. Towards a European strategy for the security of energy supply (No. COM(2002) 321 final). Communication from the European Commission. Brussels.
- European Commission (EC), 2004. The share of renewable energy in the UE (No. COM(2004) 366 final). Communication from the European Commission. Brussels.
- General Motors Corporation (GMC), Argonne National Laboratory, BP, ExxonMobil, and Shell, 2001. Well-to-Wheel Energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Advanced Fuel/Vehicle Systems: A North American Analysis, vol. 1–2. Executive Summary Report, ANL/ES/RP-104528, June.
- Hawdon, D., 1991. The world tanker market: analysis and prospects. In: Poirier, A., Zaccour, G. (Eds.), *Maritime and Pipeline Transportation of Oil and Gas*. Editions Technip, Paris, pp. 211–235.
- Ignaciuk, A., Vöhringer, F., Ruijs, A., von Ireland, E., 2006. Competition between biomass and food production in the presence of energy policies: a partial equilibrium analysis. *Energy Policy* 34, 1127–1138.
- IPCC, 2001. Climate change 2001: the scientific basis. In: Houghton, J.T., Ding, Y., Griggs, D.J., Noguer, M., van der Linden, P.J., Dai, X., Maskell, K., Johnson, C.A. (Eds.), *Contribution of Working Group I to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press, Cambridge, UK, New York, NY, USA, 881pp.
- Khebri, S., 1993. Modélisation et optimisation des capacités et des structures du raffinage européen aux horizons 1995, 2000 et 2010. Unpublished Master’s Thesis, Université de Bourgogne-ENSPM, France.
- Lantz (coord.), F., Gruson, J.-F., Saint-Antonin, V., 2004. The OURSE model. Scientific Report of IFP. Rueil-Malmaison, France.
- Mavrotas, G., Rozakis, S., 2005. Modeling of new bio-fuel units with integer variables in order to take into account economies of scale. In: Rozakis, S., Gabriel, B., Tréguer, D., Saint-Antonin, V., Gruson, J., His, S. (Eds.), *Développement d’un outil d’aide à la décision sur les biocarburants en France suivant une approche systémique (Final Research Report)*. French Petroleum Institute and French National Institute for Agricultural Research, France (Confidential).
- ONIOL, 2004. Jachère industrielle. Campagne 2003/2004. Perspectives 2004/2005. Technical Report. Paris, France.
- Pierru, A., 2007. Allocating the CO₂ emissions of a oil refinery with Aumann-Shapley prices. *Energy Economics* 29 (3), 563–577.
- Rozakis, S., Sourie, J.-C., 2001. Biofuel production system in France: an economic analysis. *Biomass and Bioenergy* 20, 483–489.
- Rozakis, S., Sourie, J.-C., 2005. Micro-economic modelling system in France to determine tax exemption policy under uncertainty. *Energy Policy* 33, 171–182.
- Rozakis, S., Gabriel, B., Tréguer, D., Saint-Antonin, V., Gruson, J., His, S., 2005. Développement d’un outil d’aide à la décision sur les biocarburants en France suivant une approche systémique (Final Research Report). French Petroleum Institute and French National Institute for Agricultural Research, France (Confidential).
- Saint-Antonin, V., 1998. Modélisation de l’offre de produits pétroliers en Europe. Unpublished Master’s Thesis, Université de Bourgogne-ENSPM, France.
- Sourie, J.-C., 2002. Agricultural raw material cost and supply for bio-fuel production: methods and concepts. *Option méditerranéennes, Série A*, No. 48.
- Tehrani Nejad, 2007. Allocation of CO₂ emissions in petroleum refineries to petroleum joint products: a linear programming model for practical application. *Energy Economics* 29 (4), 974–997.
- Tréguer, D., Sourie, J.-C., Rozakis, S., 2005. Question of costs about the French biofuel sector by year 2010. In: Paper Prepared for Presentation at the XIth international congress of the EAAE, ‘The future of Rural Europe in the global Agri-Food System’, Copenhagen, Denmark.
- Wylleman, R., 1999. Caractérisation et modélisation de l’évolution des stocks de matière organique dans les sols de grande culture en Picardie. INRA Laon. 87. Laon, France.