HAL
open science

La place de la bioénergie dans un monde sobre en carbone : Analyse prospective et développement de la filière biomasse dans le modèle TIAM-FR

Seungwoo Kang

▶ **To cite this version:**

Seungwoo Kang. La place de la bioénergie dans un monde sobre en carbone : Analyse prospective et développement de la filière biomasse dans le modèle TIAM-FR. Ingénierie de l'environnement. Université Paris sciences et lettres, 2017. Français. NNT : 2017PSLEM081 . tel-02096031

HAL Id: tel-02096031

https://pastel.hal.science/tel-02096031

Submitted on 11 Apr 2019

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 DE DOCTORAT

de l'Université de recherche Paris Sciences et Lettres
PSL Research University

Préparée à MINES ParisTech

La place de la bioénergie dans un monde sobre en carbone : Analyse prospective et développement de la filière biomasse dans le modèle TIAM-FR

Ecole doctorale n°84

Sciences et technologies de l'information et de la communication

Spécialité « Contrôle, Optimisation, Prospective »

COMPOSITION DU JURY :

M. LANTZ Frédéric
IFP School, Président

M. REQUILLART Vincent
Toulouse School of Economics,
Rapporteur

M. SKEER Jeffrey
International Renewable Energy Agency,
Examinateur

M. VALIN Hugo
International Institute for Applied Systems
Analysis, Examinateur

Mme MAÏZI Nadia
MINES ParisTech PSL, Examinateur

Mme SELOSSE Sandrine
MINES ParisTech PSL, Examinateur

Soutenue par Seungwoo KANG
le 22 décembre 2017

Dirigée par **Nadia MAÏZI**
Co-Dirigée par **Sandrine SELOSSE**

MINES ParisTech | PSL

REMERCIEMENTS

Je tiens à remercier d'avoir accepté d'être membres du jury Messieurs Frédéric Lantz, Vincent Requillart, Jeffrey Skeer, Hugo Valin. Je vous remercie de votre soin d'évaluation. Je voudrais exprimer mes vifs remerciements à mes directrices de thèse, Nadia Maïzi et Sandrine Selosse, pour leur conseil et leur soutien tout au long de ces années de thèse.

Je souhaite remercier particulièrement tous les membres du CMA. Mes trois années de thèse au CMA ont été inoubliables.

Merci infiniment à ma chérie, docteur Jung, à toute ma famille et à mes amis qui m'ont soutenu et encouragé tout au long de ces années.

Et mon Père, je te remercie de m'avoir accompagné.

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES 1
TABLE DES FIGURES 4
TABLE DES TABLEAUX 7
LISTE DES ACRONYMES 9
INTRODUCTION 11
Chapitre 1 : Les perspectives d'avenir des bioénergies 14
1.1. La place des bioénergies dans le modèle énergétique mondial 15
1.1.1. Panorama des bioénergies dans le monde 15
1.1.2. L'avenir des bioénergies au regard de la lutte contre le réchauffement climatique ... 19
1.2. Quelles stratégies pour le déploiement de la bioénergie ? Mise en perspective avec la situation en Asie 22
1.2.1. Etat des lieux de la filière bioénergie en Asie. Regards posés sur la Chine, l'Inde, le Japon et la Corée du Sud 22
1.2.2. Principaux leviers pour le développement de la bioénergie 26
1.2.2.1. Sécurité énergétique 27
1.2.2.2. Santé publique 28
1.2.2.3. Accès à l'électricité et réduction de pauvreté 30
1.2.2.4. Atténuation du changement climatique 30
1.3. Modélisation prospective des systèmes énergétiques 33
1.3.1. Présentation du modèle TIAM-FR 35
1.3.1.1. Structure du modèle TIAM-FR 36
1.3.1.2. Problème d'optimisation dans le modèle TIAM-FR 38
1.3.2. Défis du secteur de la bioénergie à implémenter dans le modèle TIAM-FR 42
1.3.2.1. Cultures énergétiques (BIOCRP) 43
1.3.2.2. Biomasse solide (BIOSLD) 44
1.3.2.3. Echanges internationaux 44
Chapitre 2 : Modélisation prospective du secteur bioénergie : Apports à l'architecture technologique du modèle TIAM-FR 47
2.1. Phase d'extraction 47
2.1.1. Structure 47
2.1.2. Calibration 50

2.1.3. Coûts 51
2.1.3.1. Les coûts de production des cultures énergétiques 52
2.1.3.3. Les coûts de production des résidus agricoles, forestiers et bois énergie 58
2.2. Phase de transformation 62
2.2.1. Biocarburants liquides 63
2.2.1.1. « Production d'éthanol : 1ère génération » 63
2.2.1.2. « Production de biodiesel : 1ère génération » 64
2.2.1.3. « Calibration de l'année 2010 : bioéthanol et biodiesel » 66
2.2.1.4. « Production d'éthanol : 2ème génération » 66
2.2.1.5. « Production de biocarburant : 2ème génération » 67
2.2.2. Biocarburants gazeux 70
2.2.2.1. « 1ère génération du biogaz via digestion anaérobique (AD) » 70
2.2.2.2. « Calibration de l'année 2010 : du biogaz au bio-méthane » 73
2.2.2.3. « 2ème génération du biogaz via gazéification » 73
2.2.3. Biocarburants solides 75
2.2.4. Electricité et chaleur 79
2.3. Les échanges internationaux de ressources biomasses 82
Chapitre 3 : Estimation du potentiel à long terme de la bioénergie 87
3.1. Evaluation des ressources disponibles en biomasse agricole 87
3.1.1. Méthodologie employée pour l'évaluation de la surface de biomasse agricole 87
3.1.1.1. Projection de la demande alimentaire 89
3.1.1.2. Projection de la demande alimentaire destinée au bétail 93
3.1.1.3. Projections des rendements agricoles 94
3.1.1.4. Projection de la disponibilité de la surface pour la bioénergie 96
3.1.2. Méthodologie pour l'évaluation du potentiel de résidus agricoles 101
3.1.3. Résultats : potentiel de biomasse agricole 104
3.2. Ressources primaire de la biomasse forestière 109
3.2.1. Méthodologie de l'évaluation de l'offre de ressources bois 110
3.2.1.1. Offre de bois forestier et autres terres boisées 110
3.2.1.2. TOF (Trees outside forests) 113
3.2.2. Méthodologie de l'évaluation des résidus forestiers 115
3.2.3. Résultats : potentiel de biomasse forestière 116
Chapitre 4 : La place de la bioénergie dans les systèmes énergétiques en mutation. 119
4.1. Développement des scénarios de lutte contre le réchauffement climatique 119

4.2. Résultats et analyses de la bioénergie dans les systèmes énergétiques sous contraintes climatiques 125
4.2.1. Quel système énergétique pour une trajectoire d'émissions de GES en ligne avec l'objectif de 2°C ? 126
4.2.1.1. Impact des politiques climatiques sur la consommation d'énergie primaire 128
4.2.2.2. Impact de l'engagement climatique sur la consommation d'énergie finale 130
4.2.2.3. Impact de l'engagement climatique sur le secteur d'électricité 132
4.2.2.4. Impacts du potentiel et de la disponibilité de la biomasse sur les stratégies de décarbonation des systèmes énergétiques 134
4.2.2.5. Impacts des échanges internationaux 136
4.2.2. Contribution des pays asiatiques à l'objectif de 2°C et positionnement de leurs NDCs dans la lutte mondiale contre le réchauffement climatique 139
4.2.2.1. L'impact des engagements NDCs sur le système énergétique 141
4.2.2.2. L'impact des engagements NDCs sur le déploiement de la bioénergie en Asie 145
4.2.2.3 .L'impact des échanges internationaux dans les pays asiatiques 146
4.2.2.4. L'impact du potentiel de la biomasse en Asie 150
CONCLUSION 154
BIBLIOGRAPHIE 160
ANNEXES 181
Annexe 1 : Agrégats régionaux de la FAO 182
Annexe 2 : Potentiel d'irrigation 183
Annexe 3 : Calibration des cultures énergétiques 194
Annexe 4 : Potentiel de la biomasse 196
VALORISATION DU TRAVAIL DE THESE 199

TABLE DES FIGURES

Figure 1.1. Evolution du mix mondial d'énergie primaire de 1971 à 2015 par type d'énergie (Mtoe) (IEA, 2017). 15
Figure 1.2. Évolution de la consommation mondiale de bioénergie primaire (IEA, 2013) 16
Figure 1.3. Production de biocarburants par region (BP, 2015) 17
Figure 1.4. Production de pellets par région (REN21, 2015) 17
Figure 1.5. Evolution de la demande d'énergie dans les pays non membres de l'OCDE de 1990 à 2040 (milliards de MBtu) (US.EIA, 2017) 18
Figure 1.6. Déploiement de la bioénergie selon différents scénarios climatiques (Clarke et al., 2014) 21
Figure 1.7. Evolution de la bioélectricité (IEA, 2016b) 21
Figure 1.8. TPES en 2011 pour la Chine, la Corée du Sud, l'Inde et le Japon (IEA, 2013) 23
Figure 1.9. Composition de la bioénergie consommée en 2011 pour la Chine, la Corée du Sud, l'Inde et le Japon (IEA, 2013) 24
Figure 1.10. Production journalière de biocarburant (U.S. EIA, [s.d.]) 25
Figure 1.11. 15 régions dans le modèle TIAM-FR 36
Figure 1.12. Représentation d'un procédé élémentaire dans TIMES/TIAM 37
Figure 1.13. Système Energétique de Référence (RES) simplifié du modèle TIAM-FR 37
Figure 1.14. Contrainte d'équilibre des flux de commodité schématisée (Drouineau, 2011) 41
Figure 1.15. Chaîne précédente de la bioénergie dans le modèle TIAM-FR 42
Figure 1.16. Représentation de la filière issue des cultures énergétiques dans le modèle TIAM-FR 43
Figure 1.17. Chaîne précédente des biomasses solides dans le modèle TIAM-FR 44
Figure 1.18. Le flux des échanges internationaux de la bioénergie (extrait de IEA bioenergy (Bauen et al., 2009)) 45
Figure 2.1. Nouvelle structure des cultures énergétiques (Phase d'extraction) 48
Figure 2.2. Nouvelle structure de la chaîne des résidus agricoles 49
Figure 2.3. Nouvelle structure de la biomasse forestière 49
Figure 2.4. Structure de coût de production 52
Figure 2.5. Courbes des coûts d'approvisionnement des cultures énergétiques en 2050 57
Figure 2.6. Courbes des coûts d'approvisionnement des résidus agricoles et de la biomasse forestière en 2050 60
Figure 2.7. Courbes d'approvisionnement des résidus agricoles et forestiers dans la littérature (à gauche : (Gregg et Smith, 2010), à droite : (Daioglou et al., 2016)) 62
Figure 2.8. Processus simplifiés de conversion de la biomasse présentés dans le modèle TIAM-FR 63
Figure 2.9. Etapes de la digestion anaérobique (Sárvári Horváth et al., 2016) 71
Figure 2.10. Synthèse des étapes de la gazéification de la biomasse (Meijden et al., 2011) 73
Figure 2.11. Synthèse du procédé de la production des pellets (adopté depuis (Bergman et Veringa, 2005)) 76
Figure 2.12. Synthèse du procédé de la production des pellets torréfiés (adopté depuis (Bergman et Veringa, 2005)) 77
Figure 2.13. Effet de l'humidité du charbon sur une chaudière et la performance unitaire (Bullinger et al., 2002) 80
Figure 2.14. Performance d'une chaudière selon le taux d'humidité dans la bagasse 80
Figure 3.1. La procédure de l'estimation de la surface disponible 88

Figure 3.2. Couverture du sol modifiée et adopté depuis l'étude de GAEZ 99
Figure 3.3. Filtrage de la fertilité du sol 100
Figure 3.4. Surface dédiée à la production de la bioénergie 101
Figure 3.5. Surface disponible dans le monde pour les différents scénarios analysés en 2050.....105
Figure 3.6. Surface disponible par région pour différents scénarios en 2050 106
Figure 3.7. Potentiel des résidus agricoles en 2050.....109
Figure 3.8. Ratios des espèces commerciales présentées dans FRA2010 [27].....112
Figure 3.9. BCEFs (*Biomass conversion and expansion factor*) présentés dans FRA2010 [38].....112
Figure 3.10. Arbre de décision des TOF (à gauche : TOF, à droite : autres terres dotées de couvert d'arbres) (ce schéma est extrait de (Gauthier et al., 2013)).....114
Figure 3.11. Classification de TOF (ce schéma est extrait de (Gauthier et al., 2013)) 114
Figure 3.12. Potentiel de la biomasse forestière économique en 2050 117
Figure 4.1. Trajectoire des émissions de GES selon les scénarios RCP (ce schéma est extrait de (IPCC, 2014)).....120
Figure 4.2. Evolution des émissions de GES dans le scénario RCP2.6.....126
Figure 4.3. Trajectoires des émissions de GES par scénario (*BAU, RCP2.6, NDCs+RCP2.*6).....127
Figure 4.4. Trajectoire des émissions de GES selon les scénarios (à gauche : pays développés, à droite : pays en développement).....128
Figure 4.5. Consommation globale d'énergie primaire jusqu'en 2100.....129
Figure 4.6. Exploitation du potentiel de la biomasse dans le scénario RCP2.6 130
Figure 4.7. Consommation globale d'énergie finale jusqu'en 2100 131
Figure 4.8. Usage de la bioénergie dans le monde jusqu'en 2100 132
Figure 4.9. Mix énergétique global jusqu'en 2100 133
Figure 4.10. Production d'électricité avec des technologies CCS 134
Figure 4.11. Consommation d'énergie finale par potentiel de la biomasse (RCP2.6) 135
Figure 4.12. Production d'électricité par potentiel de la biomasse (RCP2.6) 136
Figure 4.13. Effet des échanges dans les consommations d'énergie primaire et finale (à gauche : énergie primaire, à droite : énergie finale).....137
Figure 4.14. Volume d'échanges de la bioénergie sous pression climatique (RCP2.6) 137
Figure 4.15. Echanges de la bioénergie par région en 2100 dans le scénario RCP2.6.....138
Figure 4.16. Contribution des pays asiatiques (Chine, Inde, Japon, Corée du Sud) à l'objectif de 2°C139
Figure 4.17. Trajectoire des émissions de GES de quatre pays asiatiques 140
Figure 4.18. Consommation totale d'énergie finale en Chine et en Inde (NDCs).....141
Figure 4.19. Consommation totale d'énergie finale en Corée du sud et au Japon (NDCs).....142
Figure 4.20. Consommation sectorielle d'énergie finale en Chine (NDCs).....143
Figure 4.21. Consommation sectorielle d'énergie finale en Inde (NDCs).....143
Figure 4.22. Consommation sectorielle d'énergie finale en Corée du Sud (NDCs).....144
Figure 4.23. Consommation sectorielle d'énergie finale au Japon (NDCs).....144
Figure 4.24. Utilisation de la biomasse dans les pays asiatiques en 2050.....145
Figure 4.25. Mix électrique dans les pays asiatiques (NDCs) en 2050.....146
Figure 4.26. Consommation d'énergie finale avec et sans échanges de la bioénergie en 2050 (Chine et Inde).....147
Figure 4.27. Consommation d'énergie finale avec et sans échanges de la bioénergie en 2050 (Corée et Japon).....147

Figure 4.28. Mix électrique dans les pays asiatiques avec et sans autorisation des échanges de la bioénergie en 2050 148
Figure 4.29. Echanges nets de la bioénergie en Chine, en Inde, au Japon et en Corée du Sud en 2050149
Figure 4.30. Extraction de la biomasse domestique dans les quatre pays asiatiques en 2050 150
Figure 4.31. Consommation d'énergie finale selon les niveaux de potentiel de la biomasse en 2050 dans les pays asiatiques 151
Figure 4.32. Mix électrique selon les niveaux de potentiel de la biomasse en Asie 152

TABLE DES TABLEAUX

Tableau 1.1. Synthèse des leviers du développement de la bioénergie (focus Chine, Inde, Japon, Corée du Sud) 27
Tableau 1.2. Comparaison des modèles du système énergétique (Adapté de (Føyn et al., 2011)) 34
Tableau 1.3. Le bilan des échanges internationaux de la bioénergie (collecté depuis plusieur soruces) 46
Tableau 2.1. Récapitulatif des coûts de production initiaux 54
Tableau 2.2. Coûts de salaire, terre et transport appliqués 56
Tableau 2.3. Paramètres technico-économiques pour l'éthanol de la 1ère génération 64
Tableau 2.4. Rendements de trituration des graines oléagineuses 65
Tableau 2.5. Paramètres économiques de la trituration et de la transestérification 65
Tableau 2.6. Paramètres téchnico-économiques de l'hydrotraitement de l'huile végétale 66
Tableau 2.7. Production de biocarburant liquide en 2010 66
Tableau 2.8. Paramètres technico-économiques de l'éthanol de la 2ème génération 67
Tableau 2.9. Caractéristiques de la bio-huile et du carburant conventionnel (adapté de (Wang, Male, et Wang, 2013)) 68
Tableau 2.10. Paramètres technico-économiques des procédés de pyrolyse flash et rapide 69
Tableau 2.11. Paramètres technico-économiques de gazéfication + FT 70
Tableau 2.12. Paramètres technico-économiques de la digestion anaérobique 71
Tableau 2.13. Comparaison des caractéristiques de biogaz et gaz naturel (IEA, 2013 ; Sun et al., 2015) . 71
Tableau 2.14. Possibles impacts négatifs sur l'utilisation du biogaz par composants (Sun et al., 2015) 72
Tableau 2.15. Paramètres technico-économiques du procédé biogaz au bio-méthane 73
Tableau 2.16. Capacité installée de biogaz *upgrading* en 2010 (IEA-ETSAP, 2013b ; Petersson et Wellinger, 2009) 73
Tableau 2.17. Synthèse des caractéristiques du biogaz par étape (Gassner, 2009) 75
Tableau 2.18. Paramètres technico-économiques de la production du bio-méthane via la gazéification 75
Tableau 2.19. Comparaison des caractéristiques de différents types de l'énergie solide (Batidzirai et al., 2013) 76
Tableau 2.20. Paramètres technico-économiques de la production de pellets 78
Tableau 2.21. Production des pellets en 2010 78
Tableau 2.22. Paramètres technico-économiques des centrales à biomasse seule 81
Tableau 2.23. Options de co-combustion de la biomasse dans les centrales à charbon et paramètres économiques 82
Tableau 2.24. Mode de transport maritime et produits concernés 83
Tableau 2.25. Echanges inter-régionaux de pellets en 2010 (unité : TJ) 85
Tableau 2.26. Echanges interrégionaux de biocarburant en 2010 85
Tableau 3.1. Taux d'extraction de l'huile végétale et du sucre 91
Tableau 3.2. Composition des aliments pour chaque produit d'animal 94
Tableau 3.3. Efficacité de conversion des aliments en produit d'animal 94
Tableau 3.4. Taux de production des résidus : RPR x Taux de récupération 102
Tableau 3.5. Taux d'extraction des résidus secondaires 103
Tableau 3.6. Taux de matière sèche des résidus secondaires 104
Tableau 3.7. Scénarios pour les potentiels de la biomasse agricole 105

Tableau 3.8. Comparaison des surfaces disponibles en 2050 avec la littérature (Adapté de (IIASA, 2012)) 107
Tableau 3.9. Comparaison des potentiels de cultures énergétiques (Adapté depuis (IIASA, 2012)) . 108
Tableau 3.10. Potentiel de biomasse forestière 117
Tableau 4.1. Synthèse des objectifs de réduction des émissions de GES (NDCs) 122
Tableau 4.2. Synthèse des contraintes sur les émissions en 2050 123
Tableau 4.3. Objectifs complémentaires pour la promotion de la bioénergie dans les 4 pays asiatiques étudiés 123
Tableau 4.4. Scénarios développés 124
Tableau A3.0.1. Production minimale des cultures énergétiques en 2010 194
Tableau A3.0.2. Production maximale des commodités agricoles en 2010 195
Tableau A4.0.3. Pontentiel dela biomasse (scénario MIDHI) 198

LISTE DES ACRONYMES

AIE (IEA)	Agence International de l'Energie (International Energy Agency)
AD	Digestion anaérobique
ATEP (TPES)	Approvisionnement Total en Energie Primaire (Total Primary Energy Supply)
BCEF	Biomass Conversion and Expansion Factor
BIGCC	Biomass Integrated Gasification Combined Cycle
BP	British Petroleum
BTL	Biomass-To-Liquid
CCNUCC (UNFCCC)	Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (United Nations Framework Convention on Climate Change)
CES	Constant Elasticity of Substitution
CFB	Lit fluidisé circulant
CHP	Combined Heat and Power
COP	Conférence des Parties
CTL	Coal-To-Liquid
ECN	Energy research Centre of the Netherlands
EMAG	Esters Méthyliques d'Acides Gras
ETSAP	Energy Technology Systems Analysis Program
FAO	Food and Agriculture Organization of the United Nations
FAPRI	Food and Agricultural Policy Research Institute
FB	Réacteurs à lit fluidisé
FICFB	Lit fluidisé à circulation interne rapide
FRA	Forest Resource Assessment
FT	Fischer-Tropsch
FXB	Réacteurs à lit fixe
GAEZ	Global Agro-Ecological Zones
GAI	Gross Annual Increment
GAMS	General Algebraic Modeling System
GEA	Global Energy Assessment
GES	Gaz à Effet de Serre
GIEC	Groupe d'Expert Intergouvernemnetal sur l'évolution du Climat
GPL	Gaz de Pétrole Liquéfié
GTL	Gas-To-Liquid
HVO	Huiles végétales hydrogénées
IIASA	International Institute of Applied System Analysis
ILO	International Labour Organization

MarkAL	Market Allocation
NAI	Net Annual increment
NDC	Nationally Determined Contribution
NPV	Net Present Value
OCDE (OECD)	Organisation de Coopération et de Développement Economiques (Organization for Economic Cooperation and Development)
OMS	Organisation Mondiale de la Santé
PCG	Primary Commodity Group
PCI	Pouvoir Calorifique Inférieur
PCS	Pouvoir Calorifique Supérieur
PSA	Pressure Swing Adsorption
RCP	Representative Concentration Pathways
RPR	Residue to Product Ratio
SHF	La saccraification, l'hydrolyse et la fermentation séparées
SRREN	Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation
SSCF	La saccharification et la co-fermentation simultanées
SSF	La saccharification et la fermentation simultanées
SSR	Self-Sufficiency Ratio
TCR	Taillis à Courte Rotation
TIAM	TIMES Integrated Assessment Model
TOF	Trees Outside Forests
US DOE	US Department Of Energy
US.AIE (US. EIA)	Agence d'Information sur l'Energie des Etats Unis (United States Energy Information Administration)
W	l'indice de Wobbe
WAT	World agriculture: towards 2030/2050 Prospects for food, nutrition, agriculture and major commodity groups
WEO	World Energy Outlook

INTRODUCTION

Jusqu'à la révolution industrielle et la transformation profonde des sociétés qui y est associée, la biomasse constituait la principale ressource énergétique. Historiquement, jusque vers le milieu du 19ème siècle, le bois représentait la principale source d'énergie utilisée dans les ménages et les entreprises pour le chauffage et la cuisson. Il était également utilisé pour la production de vapeur destinée à des applications industrielle, les trains et les bateaux. Mais le charbon a alors commencé à remplacer le bois pour la production de vapeur et à apparaître dans les habitations urbaines. Ainsi, dans les pays industrialisés, les combustibles fossiles sont devenus la principale source d'énergie que ce soit pour la production d'électricité, de chaleur ou la fourniture de carburants pour le transport. La biomasse a cependant continué de jouer un rôle important dans les économies de certains pays développés où la combustion du bois restait le choix des ménages dans les zones rurales, mais surtout dans les pays en développement. Le développement du biocarburant (éthanol et biodiesel à partir de la biomasse) débute vers 1876 mais ne représente pas une alternative compétitive face au pétrole. L'industrie des biocarburants se développe au gré du contexte géopolitique international qui peut entraîner des fluctuations des prix du pétrole et des problèmes d'approvisionnement. Pendant la seconde guerre mondiale par exemple des alternatives au pétrole ont été employées puis, dès 1945, la voie synthétique n'étant plus rentable par rapport au pétrole, l'industrie du carburant à l'éthanol a cessé. Le développement de biocarburant a alors connu de nouveau une attention marquée dans les années 1970 et 1980 au regard des préoccupations touchant à la pénurie des ressources fossiles et surtout des prix élevés du pétrole pendant les chocs pétroliers. L'intérêt pour un développement de biocarburant liquide s'intensifie ensuite dans les années 1990 avec la croissance des préoccupations environnementales.

Ces dernières années, des étapes importantes ont été franchies dans la transition vers des économies plus sobres en carbone, reposant davantage sur les énergies renouvelables et notamment les bioénergies afin de réduire la dépendance vis-à-vis du pétrole (le plus souvent importé) et les émissions de gaz à effet de serre. Afin d'atteindre les objectifs de réduction des émissions de CO_2 qui permette de « *stabiliser, conformément aux dispositions de la Convention* [Convention-cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques], *les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à un niveau qui empêche toute perturbation anthropique dangereuse du système climatique* », le développement de toutes les formes d'énergies renouvelables et de carburants propres est considéré comme nécessaire. La contribution de la biomasse à des fins énergétiques n'a ainsi cessé d'augmenter en réponse à la nécessité de réduire les émissions de CO_2 provenant des combustibles fossiles non renouvelables.

Pour autant, un déploiement plus important du potentiel de la biomasse n'apparaît notamment possible que grâce à un effort important et continu de recherche et développement, associé à l'introduction de mesures politiques efficaces au niveau national et international. En effet, pour atténuer le changement climatique et conduire une décarbonation des systèmes énergétiques, une transformation des sociétés sera nécessaire passant notamment par la substitution des combustibles fossiles. L'objectif ici reste de savoir quel est le potentiel optimal d'investissement dans les bioénergies et comment la biomasse peut être utilisée pour remplacer les combustibles fossiles. Pour cela, nous avons cherché à identifier les voies de développement de la bioénergie les plus prometteuses dans différents contextes de réduction des émissions de gaz à effet de serre, pour le

monde et, dans le cadre d'une analyse ciblée, pour quatre pays asiatiques, la Chine, l'Inde, le Japon et la Corée du Sud, qui permet de soulever des stratégies et des choix nationaux distincts.

Nous avons ainsi investigué plusieurs voies de déploiement de la bioénergie sous différentes conditions, par exemple, sous différentes contraintes climatiques, selon différents niveaux de potentiels de ressources primaires, dans une analyse centrée sur l'évolution à long terme des systèmes énergétiques. Ce travail repose sur un approche de modélisation technico-économique bottom-up, soit plus précisément une modélisation TIMES, qui nous permet d'avoir une représentation assez désagrégée de la filière biomasse et de ses perspectives de développement sur un horizon temporel de long terme.

Ce travail de thèse se concentre ainsi plus précisément sur les perspectives de développement des usages modernes de la biomasse, en s'attachant à analyser l'évolution de la production de bioénergie dans le monde au regard d'une part, de différentes politiques de lutte contre le réchauffement climatique, d'autre part, du développement des échanges internationaux de ressources biomasses et enfin, du potentiel d'utilisation (soutenable) à long terme des bioénergies. Ainsi, dans un contexte d'enjeux croissants pour toutes les options de décarbonation des sociétés, nous avons apporté une nouvelle représentation de la filière des bioénergies dans le modèle d'optimisation du système énergétique mondial à long terme TIAM-FR (version française de TIMES Integrated Assessment Model), qui permet d'analyser de manière plus pertinente le rôle futur de ces ressources.

Ce travail est présenté ici structuré en quatre chapitres. Le premier chapitre présente la place occupée par la bioénergie dans le monde et les stratégies développées pour favoriser son développement, en particulier dans le cas des quatre pays asiatiques déjà cités, la Chine, l'Inde, le Japon et la Corée du Sud. Nous identifions ainsi les challenges à relever pour le développement de la filière de la bioénergie et la manière dont ils peuvent être intégrés dans le modèle TIAM-FR, à partir duquel le travail a été mené. Nous présentons ainsi également la démarche prospective et l'approche de modélisation sur laquelle repose ce travail.

Le deuxième chapitre est dédié à présenter les développements apportés dans le modèle TIAM-FR. Nous décrivons ainsi plus en détail le développement de la filière de la bioénergie que nous avons réalisé. Nous explicitons tout d'abord la nouvelle structure de la chaîne énergétique de la biomasse, les technologies de conversion de la biomasse et les paramètres technico-économiques au niveau des matières premières et des procédés.

Dans le troisième chapitre, nous présentons la méthodologie et les résultats de l'évaluation du potentiel de la biomasse. Le potentiel de la biomasse est estimé pour six grandes catégories : la disponibilité de la surface pour les cultures énergétiques, les résidus agricoles à la récolte, les résidus agricoles de transformation, les résidus forestiers de découpe, les résidus forestiers de transformation et les bois énergie venant de la forêt, d'autres surface boisés, TOF (bois hors forêt). Les potentiels estimés reposent sur différentes hypothèses qui sont ainsi explicitées dans ce chapitre, comme la prise en compte de la compétition d'usage des sols, de la compétition avec les besoins alimentaires, de l'impact du changement climatique sur les rendements agricoles, la détermination des coûts de développement. Nous présentons également dans ce chapitre le travail qui a été mené afin d'implémenter les échanges internationaux de ressources biomasses dans le modèle TIAM-FR.

Le quatrième et dernier chapitre, sur la base des développements et des apports implémentés dans le modèle, est consacré à investiguer le futur déploiement de la bioénergie dans un contexte de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de décarbonation des sociétés, exprimé via différents scénarios. Nous présentons l'impact des engagements de lutte contre le réchauffement climatique sur le système énergétique d'un point du vue global et aussi régional (via notre focus sur l'Asie) et présentons la place de la bioénergie dans ce contexte. Les impacts des différents niveaux de potentiel de la biomasse et des échanges internationaux de la bioénergie sont également analysés.

Chapitre 1 : Les perspectives d'avenir des bioénergies

Les bioénergies recouvrent l'ensemble des énergies qui sont générées à partir de la biomasse, autrement dit la matière organique. Que ce soit l'électricité, la chaleur ou les carburants, ces énergies sont issues de la combustion directe ou après transformation de ressources telles que les cultures énergétiques, les résidus agricoles et les sous-produits de l'exploitation forestières, les fumiers animaux, les ordures ménagères et les boues d'épuration, etc. Plus précisément, on distingue les dendroénergies lorsqu'il s'agit de combustibles ligneux, principalement sous forme solide (bois de chauffage, charbon de bois, granulés de bois, etc.) mais également liquide (éthanol, liqueur noire (un dérivé de l'industrie papetière), etc.) ou gazeux (biogaz de méthanisation, syngaz), après recours à des processus dédiés. Les dendroénergies sont considérées comme les toutes premières sources d'énergie de l'homme (avec l'énergie musculaire). L'Organisation des Nations Unies pour l'alimentation et l'agriculture précise que plus de deux milliards de personnes sont tributaires de ces énergies à des fins de cuisson et/ou de chauffage, notamment dans les pays en développement ; les combustibles ligneux pour ces usages représentent ainsi un tiers de la consommation mondiale d'énergie renouvelable[1]. Les bioénergies issues de la production agricole au travers de la conversion des cultures, des sous-produits et des déchets agricoles en combustibles solides (bagasses, pailles), liquides (biocarburants) ou gazeux (biogaz, syngaz, hydrogène) représentent quant à elle les agroénergies. Ce sont ces ressources qui peuvent poser des problèmes de compétition avec la production alimentaire. On compte également la biomasse algale qui peut être convertie en biocarburants ou en biogaz. Ces énergies sont collectées localement ou au sein d'algoculture en bassins ou en réacteurs. Enfin, les énergies issues des déchets organiques industriels et municipaux peuvent être exploitées par combustion avec cogénération d'énergie électrique et thermique ou par méthanisation et transformation en biogaz. Il est à noter que dans la suite de ce document, dendroénergies, agroénergies et autres ressources biomasses à des fins énergétiques seront dénommées bioénergies ou biomasse.

On distinguera néanmoins la bioénergie traditionnelle de la bioénergie moderne[2]. La première concerne particulièrement le bois (parfois converti en charbon de bois), la paille, les déchets végétaux, les déjections animales et le fumier et est en général utilisée par combustion dans les pays en développement par les populations pauvres pour des usages de cuisson, de chauffage et d'éclairage. Il s'agit d'une énergie à faible densité énergétique, souvent diminuée par ailleurs par l'humidité qu'elle contient, et grande consommatrice d'eau et d'espace. La bioénergie moderne recouvre des ressources plus diversifiées comme le bois issu des forêts, les résidus agricoles et forestiers, ceux issus des industries agroalimentaires, les produits agricoles et les ordures ménagères. Ces constituants présentent une plus haute efficacité de par une densité énergétique améliorée via le recours à des solides, des liquides et des gaz. Ces vecteurs d'énergie secondaire facilitent ainsi son traitement, réduisent le coût du transport et apportent une flexibilité d'adaptation accrue dans les équipements finaux. La bioénergie moderne est destinée à la production d'électricité, de chaleur (les deux pouvant être combinées) et des biocarburants. Dans les deux cas, les bioénergies sont

[1] http://www.fao.org/forestry/energy/fr/

[2] A titre de complément, on distingue également la biomasse sèche composée des divers déchets ligneux et souvent appelée bois-énergie – il s'agit de la plus ancienne source d'énergie – et la biomasse humide composée des déchets organiques d'origine agricole (fumiers, lisiers), agroalimentaire ou urbaine (déchets verts, ordures ménagères, boues d'épuration, etc.).

constitutives des systèmes énergétiques où elles représentent la première ressource renouvelable à l'échelle mondiale, à hauteur d'un peu plus de 10 % du mix énergétique. Considérée comme n'ayant pas d'impact sur l'effet de serre en vertu de son bilan carbone neutre[3], la filière bioénergie est appelée à jouer un rôle croissant dans le futur, eu égard aux transitions énergétiques qui sont opérées dans de nombreux pays afin de faire face aux menaces du réchauffement climatique. Avec une estimation d'un potentiel de biomasse sous-utilisé aujourd'hui pour la production d'électricité et/ou de chaleur, la bioénergie pourrait contribuer aux stratégies d'atténuation du changement climatique, aux enjeux de sécurité énergétique face aux ressources fossiles tout en permettant de répondre à la forte croissance attendue de la consommation énergétique mondiale au cours des années à venir.

Ce chapitre vise à apporter un éclairage sur le positionnement actuel de la bioénergie dans le mix énergétique mondial et propose un focus sur la situation en Asie. Les stratégies de déploiement de la filière biomasse en Chine, en Inde, en Corée du Sud et au Japon afin d'inscrire ces énergies dans la transition énergétique comme une solution de substitution aux énergies fossiles seront ainsi explicitées. Enfin, nous présenterons la manière dont nous apporterons notre contribution à l'analyse prospective des enjeux de la bioénergie.

1.1. La place des bioénergies dans le modèle énergétique mondial

1.1.1. Panorama des bioénergies dans le monde

Avec une demande mondiale en énergie en constante augmentation, expliquée notamment par la croissance rapide des économies émergentes comme la Chine et l'évolution démographique, force est de constater la forte augmentation des consommations d'énergie fossile et de fait, des émissions de GES au cours des dernières décennies. Les énergies fossiles représentent en effet encore largement la part la plus importante de l'approvisionnement total en énergie primaire (ATEP, ou TPES en anglais, *total primary energy supply*), soit 80 % en 2015 selon la statistique de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) (IEA, 2017).

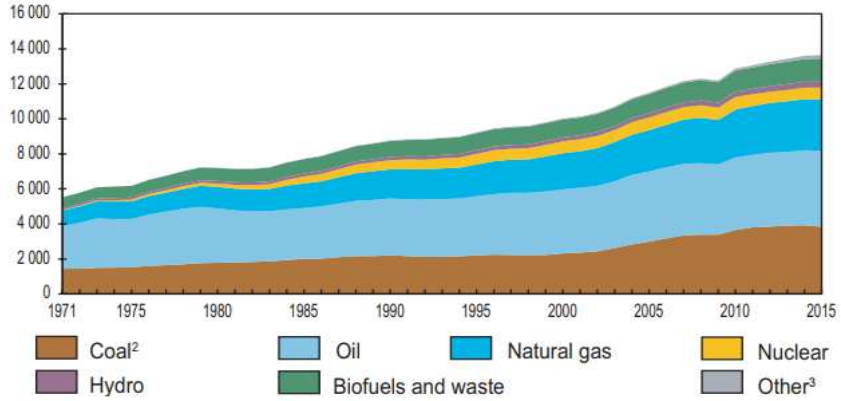


Figure 1.1. Evolution du mix mondial d'énergie primaire de 1971 à 2015 par type d'énergie (Mtoe) (IEA, 2017).

[3] La combustion du bois ou des matières végétales ne relâchent en effet que le CO2 qui a été absorbé durant leur croissance (du moins, dans des conditions d'exploitation durable, si le volume du bois prélevé en forêt n'excède pas son accroissement naturel).

Même si la consommation de pétrole continue de croître, sa domination dans le mix mondial s'est peu à peu atténuée au cours des dernières décennies au profit du gaz qui a connu une croissance plus soutenue (figure 1.1). La part du pétrole dans l'ATEP a ainsi diminuée de 46,2 % en 1973 à 31,7 % en 2015, pendant que sur la même période, celles du gaz et du charbon ont augmenté respectivement de 16 % à 21,6 % et de 24,5 % à 28,1 %. La part de la biomasse reste quant à elle stable, au niveau de 10 %. La production d'électricité représente près de 7 % de ces 10 % et la consommation finale directe un peu moins de 82 %, la majeure partie étant destinée au secteur résidentiel pour le chauffage individuel et la cuisson. Egalement, sur ce total de 10 %, les bioénergies sont constituées à 60 % par la biomasse traditionnelle et 40 % par la biomasse moderne considérant que 69 % de la population africaine et 50 % de la population asiatique seraient encore dépendantes de la biomasse traditionnelle pour la cuisson de ses aliments.

Le développement des technologies de conversion et la mise en place d'aides publiques qui ont soutenu ces filières dans de nombreux pays ont favorisé ces dernières années l'exploitation de la biomasse à des fins de biocarburants et d'électricité (Barré et Mérenne-Schoumaker, 2017). Confronté à de forts enjeux environnements, le secteur du transport voit le développement des bioénergies comme une alternative aux ressources fossiles, notamment pour produire des carburants liquides (bioéthanol, biodiesel ou encore biokérosène). De nombreux programmes de recherche sont ainsi lancés afin d'identifier – et d'industrialiser – les voies de transformation les plus prometteuses de la biomasse.

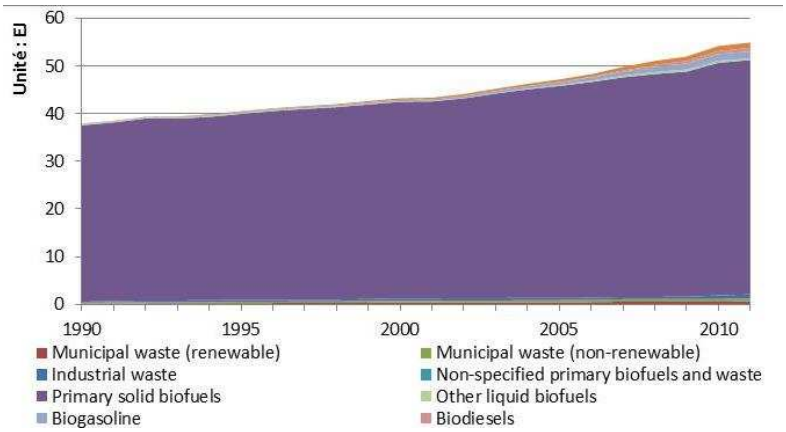


Figure 1.2. Évolution de la consommation mondiale de bioénergie primaire (IEA, 2013)

Entre 1990 et 2011, la consommation mondiale de bioénergie primaire s'est accrue, passant de 38 à 55 EJ. Cette période a certes vu la hausse de la consommation de la biomasse solide (de 37 à 49 EJ), cette ressource représentant le principal approvisionnement en bioénergie, mais aussi la pénétration de la bioénergie liquéfiée et/ou gazéifiée telle que l'éthanol, le biodiesel et le biogaz. Ces derniers représentaient à eux trois 6,63 % (3,6 EJ) en 2011 par rapport à 0,98 % (0,4 EJ) en 1990 (IEA, 2013). Dans le secteur du transport, la consommation finale mondiale de biocarburant liquide a atteint 2,45 EJ, soit 7 % de la consommation finale d'essence et diesel en 2011 par rapport à la faible consommation de 0,25 EJ (1,3 %) en 1990. Les principaux producteurs et consommateurs de biocarburants liquides pour le transport sont les Etats-Unis (avec l'éthanol tiré du maïs) et le Brésil (avec l'éthanol issu de la canne à sucre), tous deux représentant près de 80 % de la production mondiale et ayant vu leur production fortement s'accroître (World Energy Council, 2016). Pour

autant, force est de constater la hausse croissante de biocarburants dans les autres régions du monde comme l'illustre la figure 1.3.

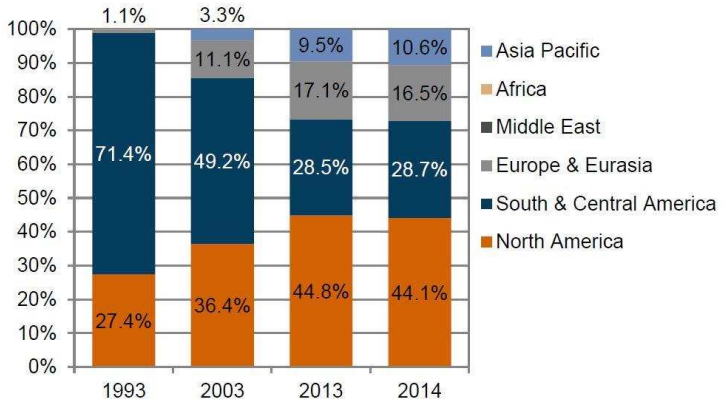


Figure 1.3. Production de biocarburants par region (BP, 2015)

Les pellets ont également connu une forte croissance ces dernières années, en particulier en Europe et en Amérique du Nord où leur production a été multipliée par cinq sur la période 2004-2014 (figure 1.4). Ces granulés de bois obtenus par forte compression de déchets de bois, comme les copeaux, présentent un pouvoir calorifique élevé et des facilités en termes de transport et d'usage (Barré et Mérenne-Schoumaker, 2017 ; REN21, 2015). La consommation domestique de pellets est estimée connaître un doublement d'ici 2030 par rapport à 2010. Les pellets sont principalement destinés au chauffage résidentiel, au chauffage urbain et à la production d'électricité.

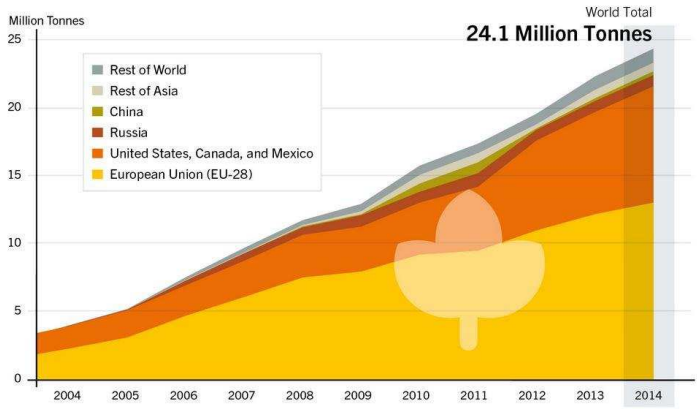


Figure 1.4. Production de pellets par région (REN21, 2015)

Le recours à la biomasse à des fins de production d'électricité est particulièrement important en Europe et en Amérique du Nord, tous deux représentant 70 % de la consommation de biomasse à des fins de production d'électricité. Les intrants utilisés sont alors principalement des produits forestiers et des résidus. En 2013, 462 TWh d'électricité ont ainsi été produits dans le monde à partir de la biomasse. En Asie et en Afrique où une part importante de la population n'a pas accès à l'électricité, l'utilisation de la biomasse a augmenté au cours des dernières années au vu de la compétitivité croissante des systèmes de biogaz et de bioénergies décentralisées (World Energy Council, 2016).

En matière de perspective de développement, dans son scénario de référence publié dans le (US.EIA, 2017), l'Agence d'information sur l'énergie (EIA) américain estime que la consommation mondiale d'énergie pourrait fortement croître dans les prochaines décennies passant de 575 milliards de MBtu en 2015 à 663 milliards de MBtu en 2030 et à 736 milliards de MBtu d'ici 2040. La majeure partie de la hausse de la demande énergétique serait imputable aux pays non membres de l'OCDE en raison de la forte croissance économique, d'un accès accru à l'énergie commercialisée et à la croissance rapide de la population. Plus précisément, la consommation d'énergie atteindrait 475 milliards de MBtu dans les pays non membres de l'OCDE en 2040, soit une hausse de 41 % par rapport à 2015, et 262 milliards de MBtu dans les pays membres de l'OCDE soit une hausse de 9 % sur la même période. La hausse serait de 51 % pour les pays asiatiques hors OCDE (incluant la Chine et l'Inde) qui seraient alors responsables de plus de la moitié de l'augmentation de la demande sur cette période. L'EIA souligne également que même si cette croissance sur la période 2015-2040 est bien plus lente que celle enregistrée entre 1990 et 2015, soit 300 %, il n'en demeure pas moins que la croissance de la demande d'énergie dans cette zone est appelée à être la plus forte croissance régionale au monde.

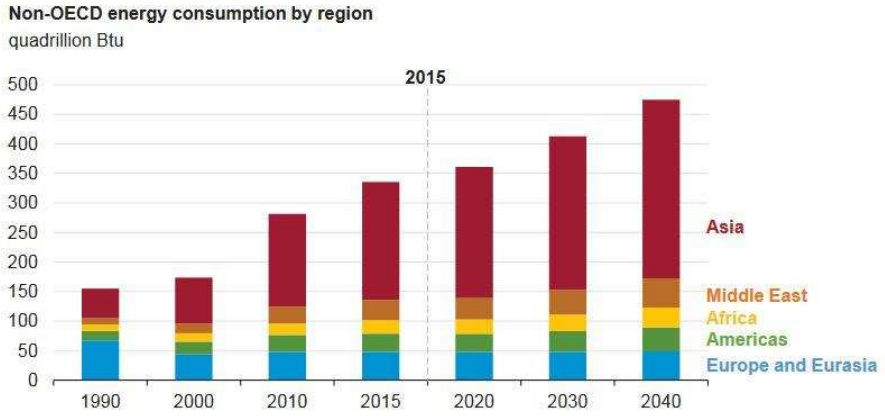


Figure 1.5. Evolution de la demande d'énergie dans les pays non membres de l'OCDE de 1990 à 2040 (milliards de MBtu) (US.EIA, 2017)

Au vu de l'augmentation attendue de la demande d'énergie et des enjeux notamment liés au réchauffement climatique, force est de constater que les alternatives aux ressources fossiles pour satisfaire ces besoins énergétiques croissants vont être l'objet de toutes les attentions dans les prochaines décennies. L'entrée en vigueur de l'Accord de Paris en 2016 avec comme objectif central de limiter la hausse des températures globales à 2°C voire 1,5°C et donc de facto de réduire le recours aux ressources fossiles constitue un moteur déterminant pour toutes les énergies renouvelables, y compris les bioénergies. Jusque-là, les enjeux politiques locaux ou économiques, comme la sécurité des approvisionnements énergétiques, l'amélioration de l'efficacité énergétique ou encore les variations de coûts d'importation des ressources fossiles avaient stimulé le développement des bioénergies mais plus récemment, les objectifs d'atténuation des émissions de gaz à effet de serre ont constitué un levier déterminant pour le développement des marchés des bioénergies. Dans ce contexte de transition bas carbone des systèmes énergétiques, la substitution des ressources fossiles et la réduction des émissions de GES constituent des arguments majeurs en faveur des bioénergies qui pourraient ainsi être amenées à jouer un rôle déterminant. Dans les pays développés, les bioénergies sont promues comme une alternative plus soutenable aux hydrocarbures, en particulier dans le secteur du transport avec le bioéthanol et le biodiesel, ou encore, avec l'utilisation du bois, dans la production combinée de chaleur et d'électricité et le

chauffage résidentiel. Dans les pays en développement, elles présentent des opportunités pour le développement industriel domestique et la croissance économique (World Energy Council, 2016). Ainsi, la lutte contre le réchauffement climatique et le récent Accord de Paris apportent l'impulsion nécessaire pour passer des combustibles fossiles aux énergies décarbonées, comme les bioénergies, dans les années à venir. Ils en apportent du moins les prémisses.

1.1.2. L'avenir des bioénergies au regard de la lutte contre le réchauffement climatique

« *Conscientes que les changements du climat de la planète et leurs effets néfastes sont un sujet de préoccupation pour l'humanité tout entière, préoccupées par le fait que l'activité humaine a augmenté sensiblement les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère, que cette augmentation renforce l'effet de serre naturel et qu'il en résultera en moyenne un réchauffement supplémentaire de la surface terrestre et de l'atmosphère, ce dont risquent de souffrir les écosystèmes naturels et l'humanité, […], résolues à préserver le système climatique pour les générations présentes et futures* » (CCNUCC, 1992), les Parties à la Convention cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques – autrement dit les états qui en sont signataires - n'ont eu de cesse depuis 1992, date de son adoption, de chercher à mettre en place un cadre international permettant de « *stabiliser les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à un niveau qui empêche toute perturbation anthropique dangereuse du système climatique* » et ainsi de relever les défis posés par les changements climatiques. Il en résulte notamment et plus récemment le premier accord universel visant à limiter les effets néfastes du changement climatique, l'Accord de Paris[4], adopté en 2015 lors de la 21ème Conférence des Parties (COP 21) à la CCNUCC. Les Etats se sont ainsi engagés à contenir le réchauffement mondial par rapport au niveau préindustriel bien en deçà de 2 °C, tout en poursuivant l'action menée pour limiter la hausse des températures à 1,5 °C. Cet objectif ultime, pour être atteint, passe forcément par la décarbonation des économies et par la mise en place de différentes mesures et politiques visant à assurer un développement et/ou une transition vers des sociétés plus sobres en carbone.

Dans ce contexte, les gouvernements ont été invités à communiquer leurs contributions à l'effort international de lutte contre le réchauffement climatique. Ces engagements nationaux connus sous le nom de Contributions déterminées au niveau national (NDC pour *Nationally Determined Contribution*) reflètent les plans officiels d'action climatique menés par chaque pays, autrement dit, les politiques et les mesures climatiques que chaque Etat prévoit de faire pour réduire les émissions et s'adapter aux changements climatiques dans de nombreux secteurs, comme par exemple décarboner l'approvisionnement en énergie avec des transferts vers l'énergie renouvelable, améliorer l'efficacité énergétique, apporter une meilleure gestion des terres, de l'urbanisme et des transports, etc. Ces plans d'action sur le climat doivent être communiqués de manière transparente et recensés dans un *registre public intérimaire*[5]. Ils doivent en outre être réévalués tous les 5 ans. Les alternatives aux énergies fossiles sont amenées à jouer un rôle clé dans de tels efforts, et parmi elles, les bioénergies.

[4] http://unfccc.int/paris_agreement/items/9485.php
[5] http://www4.unfccc.int/ndcregistry/Pages/Home.aspx

Créé en 1988 « *en vue de fournir des évaluations détaillées de l'état des connaissances scientifiques, techniques et socio-économiques sur les changements climatiques, leurs causes, leurs répercussions potentielles et les stratégies de parade »*, le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC)[6] constitue le principal organe international chargé d'évaluer le changement climatique. Il a publié en 2014 son cinquième rapport d'évaluation des développements potentiels du système climatique, des impacts possibles du changement climatique sur les activités humaines et des options d'adaptation correspondantes. Ce rapport présente également des scénarios d'avenir possible des économies incluant différentes politiques d'atténuation des émissions de GES. Ce rapport précise notamment dans sa section dédiée aux trajectoires de transformation des sols et de la bioénergie, le rôle attendu de cette dernière dans les efforts d'atténuation et de fait dans le système énergétique mondial. Les auteurs impliqués citent notamment la revue de littérature réalisée par (Chum et al., 2011) dans le cadre du *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation (*SRREN) qui estiment d'une part, un potentiel technique de la bioénergie pouvant atteindre 300 EJ par an en 2020 et 500 EJ par an en 2050 et d'autre part, un déploiement de la bioénergie à des fins énergétiques à l'échelle mondiale pouvant aller de 100 à 300 EJ en 2050. Dans la moitié des scénarios analysés, les bioénergies devraient contribuer à la consommation énergétique primaire mondiale à hauteur de 80 à 190 EJ/an d'ici 2050.

On retrouve cet ordre de grandeur dans les scénarios du *Global Energy Assessment* (GEA) (IIASA, 2012), avec une consommation en bioénergie comme ressources primaires de l'ordre de 80 à 140 EJ en 2050. Les scénarios 2016 du *World Energy Outlook* (WEO), publié par l'AIE (IEA, 2016a), évaluent quant à eux à 72 EJ/an la consommation en énergie primaire représentée par les bioénergies en 2030 dans le scénario « *New Policy* » qui intègre les NDCs, et à 96,7 EJ par an en 2040 dans le scénario de respect d'un objectif de 2°C. Dans ces évolutions, la biomasse moderne devrait jouer un rôle important dans le système énergétique alors que la demande en biomasse traditionnelle reste stable ou en baisse à un niveau de 34 EJ par an. La bioénergie moderne contribuerait quant à elle à hauteur de 5 à 95 EJ/an en 2030, de 10 à 245 EJ/an en 2040 et de 105 à 325 EJ/an en 2050. Les usages modernes de la biomasse seraient notamment développés dans le secteur du transport et pour la production d'électricité. S'agissant du transport, même si le développement des biocarburants présentent des signes encourageants quant à l'atteinte des objectifs fixés d'ici 2025 pour une cible de 2°C, l'AIE précise dans son Energy Technology Perspectives de 2016 (IEA, 2016b) qu'une commercialisation accélérée des biocarburants avancés va néanmoins s'avérer nécessaire pour atteindre complètement les exigences induites par l'objectif de décarbonation du secteur des transports.

De leur côté, (Rose et al., 2012) spécifient qu'au regard des politiques climatiques mises en œuvre, la bioénergie pourrait contribuer à hauteur de 15 % de l'énergie primaire cumulée au cours du siècle. (Rose et al., 2014) analysent pour leur part les résultats de quinze modèles (figure 1.6) et soulignent que les structures modélisées de la bioénergie varient considérablement d'un modèle à l'autre.

[6] http://www.ipcc.ch/index.htm

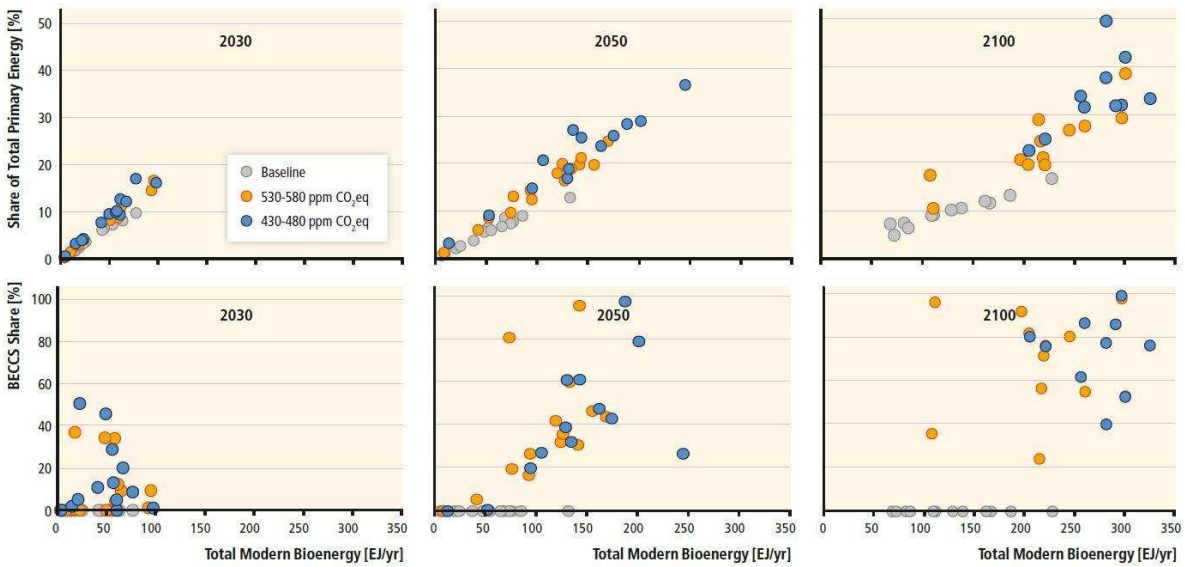


Figure 1.6. Déploiement de la bioénergie selon différents scénarios climatiques (Clarke et al., 2014)

Notes : BECCS : Bioénergies associées à des technologies de capture et séquestration du carbone

Ces modèles présentent notamment des différences au niveau des hypothèses prises sur les matières premières, sur les contraintes de soutenabilité des ressources et sur les caractéristiques des technologies de conversion (notamment au niveau des options technologiques et des coûts relatifs au cours du temps). Pour autant, tous les scénarios prévoient un déploiement croissant et une dépendance à l'égard de la bioénergie en situation d'objectifs climatiques assez contraignants. Notamment, la part des bioénergies dans la production totale d'électricité et dans les carburants liquides pourrait atteindre respectivement 35 et 75 % d'ici 2050. On notera que les modèles en question prévoient tous que la majeure partie de la production et de la consommation de biomasse surviendrait dans les pays en développement et les pays émergents. D'ailleurs, en 2015, les nouvelles capacités installées annuelles mondiales de centrales électriques à base de ressources biomasses ont quasiment doublées, la majorité étant localisées en Chine, en Inde et en Thaïlande (IEA, 2016b).

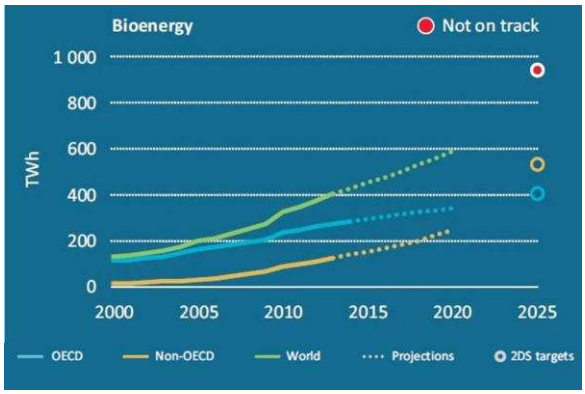


Figure 1.7. Evolution de la bioélectricité (IEA, 2016b)

Le recours à des ressources biomasses s'accroit globalement mais la hausse devrait survenir de manière plus soutenu dans les années à venir dans les pays non membres de l'OCDE même si la tendance n'est pas encore à la hauteur de qui était attendue au regard des contraintes climatiques

(figure 1.7). Des leviers doivent ainsi être mis en place afin de stimuler davantage de déploiement de cette filière. La section suivante présente les stratégies à l'œuvre quatre pays asiatiques - la Chine, l'Inde, le Japon et la Corée du Sud - pour soutenir le déploiement des bioénergies[7].

1.2. Quelles stratégies pour le déploiement de la bioénergie ? Mise en perspective avec la situation en Asie

Alors qu'une augmentation sans précédent de la production mondiale de bioénergie a été enregistrée ces dernières décennies, la Chine, l'Inde, le Japon et la Corée du Sud ont mis en œuvre des efforts significatifs pour trouver des sources d'énergie alternatives aux énergies fossiles dont ils sont fortement dépendants. Ces efforts comprennent notamment des investissements massifs dans le développement de la bioénergie. En dehors des questions de sécurité énergétique, l'accès à une énergie rurale et le changement climatique apparaissent comme les principaux moteurs des politiques liées aux bioénergies et ont conduit ces pays à établir leurs propres trajectoires vers le développement de la bioénergie. L'identification des défis à relever en matière de déploiement d'une filière bioénergie a été conduite au regard de la situation énergétique dans ces quatre pays asiatiques, des stratégies qu'ils ont menées dans ce sens et des leviers qu'ils ont mis en place. Pour ce faire, nous avons conduit une analyse quantitative et qualitative au cours de laquelle, dans un premier temps, des informations ont été collectées depuis des statistiques internationales respectant l'homogénéité des données, par exemple, celles de l'Agence Internationale de l'Energie, de l'Agence d'Information sur l'Energie (EIA) américaine et de la Banque mondiale. Sur cette base, nous avons analysé le profil de consommation d'énergie et l'évolution historique de la bioénergie dans les pays étudiés.

Puis, les politiques liées à la bioénergie et les documents issues de sources officielles des gouvernements ont été spécifiées. L'analyse des politiques a été comparée avec les observations correspondantes faites depuis l'analyse quantificative.

1.2.1. Etat des lieux de la filière bioénergie en Asie. Regards posés sur la Chine, l'Inde, le Japon et la Corée du Sud

La consommation énergétique asiatique continue de croître rapidement suite à la croissance économique accélérée et la hausse de la population qu'a connues une partie de ces pays ces dernières décennies. Selon l'AIE (IEA, 2013), la part de l'Asie dans la consommation mondiale d'énergie était estimé à plus de 44 % en 2011. Parmi les pays asiatiques, la Chine, l'Inde, le Japon et la Corée du Sud représentent 72,5 % du TPES asiatique et constituent donc actuellement les plus grands consommateurs d'énergie d'Asie, c'est particulièrement le cas de la Chine et de l'Inde dont la consommation a considérablement augmenté ces dernières années. Ainsi par exemple, par rapport à l'année 2000, la consommation d'énergie en Chine a augmenté de 233 % en 2011 et celle en Inde

[7] Cette analyse a fait l'objet d'une publication en 2015 dans la revue internationale *Energy Strategy Reviews*, « *Strategy of bioenergy development in the largest energy consumers of Asia (China, India, Japan, and South Korea)* » (Kang, Selosse, et Maïzi, 2015). Cette section reprend le travail présenté dans cet article et a été complétée par une analyse de politique climatique en rapport avec l'Accord de Paris « *Is GHG mitigation policy enough to develop bioenergy in Asia: a long-term analysis with TIAM-FR* » publiée dans la revue internationale *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology* en 2017 (Kang, Selosse, et Maïzi, 2017).

de 164 %, tendances qui se poursuivent. Au Japon, la population décroissante et un changement dans la structure industrielle du pays ont conduit à une diminution de la consommation d'énergie nationale. Selon les statistiques des Nations Unies (United Nations, 2012), la population totale japonaise a commencé à diminuer à partir de l'année 2011. Cette tendance devrait être maintenue sur les prochaines décennies et entraîner une baisse de la demande d'énergie, notamment dans le secteur résidentiel. Les industries japonaises ayant quant à elles délocalisé une partie de leur production à l'étranger à cause du déclin de la main d'œuvre et des coûts de production élevé (JCER Medium-Term Economic Forecast Team, 2013), il en résulte une diminution du TPES au Japon jusqu'à un niveau en 2014 de 86 % celui du TPES enregistré en 2000. Néanmoins, le Japon demeure à la 3ème place en matière de consommation d'énergie en Asie après la Chine et l'Inde. Enfin, la Corée du Sud a vu sa consommation d'énergie primaire fortement croître ces dernières décennies, passant de 93 Mtep en 1990 à près de 270 Mtep en 2014. Sa consommation d'électricité a pour sa part plus que quintuplé sur la période 1990-2014. Le pays a mis en place une politique de la croissance verte, « *Low Carbon Green Growth Policy and Law* », en fixant un cible de 30 % de réduction des émissions de GES par rapport à un scénario de référence « B*usiness-As-Usual* » en 2020 (Korea Greenhouse Gas Inventory & Reseach Center, 2015). Depuis, la Corée du Sud a réussi de stabiliser sa consommation d'énergie avec un taux de croissance annuel inférieur à 0,7 % (Korea Energy Economics Institute, 2014). Malgré l'immense quantité d'énergie consommée et sa tendance à la hausse, les pays asiatiques manquent fortement de ressources énergétiques naturelles. Notamment, l'Asie est le continent qui détient les plus faibles réserves de pétrole, correspondant à 2,5 % des réserves totales dans le monde (BP, 2015). Pour autant, la dépendance aux énergies fossiles atteint plus que 70 % pour l'ensemble des pays asiatiques, dont 88,3 % pour la Chine, 72,3 % pour l'Inde, 89,6 % pour le Japon et 82,8 % pour la Corée du Sud (World Bank, [s.d.]). Cette forte dépendance, les questions liées à la sécurité énergétique et l'impact carbone induit ont élevé les bioénergies comme une source alternative aux énergies fossiles à étudier. Pour autant, force est de constater que dans ces quatre pays, la part de la bioénergie dans le TPES en 2011 est particulièrement faible, à l'exception de l'Inde dont 25 % de ressources primaires consommées sont des bioénergies. Ces dernières représentent 8 % du TPES en Chine, 2 % au Japon et 1 % en Corée du Sud (figure 1.8).

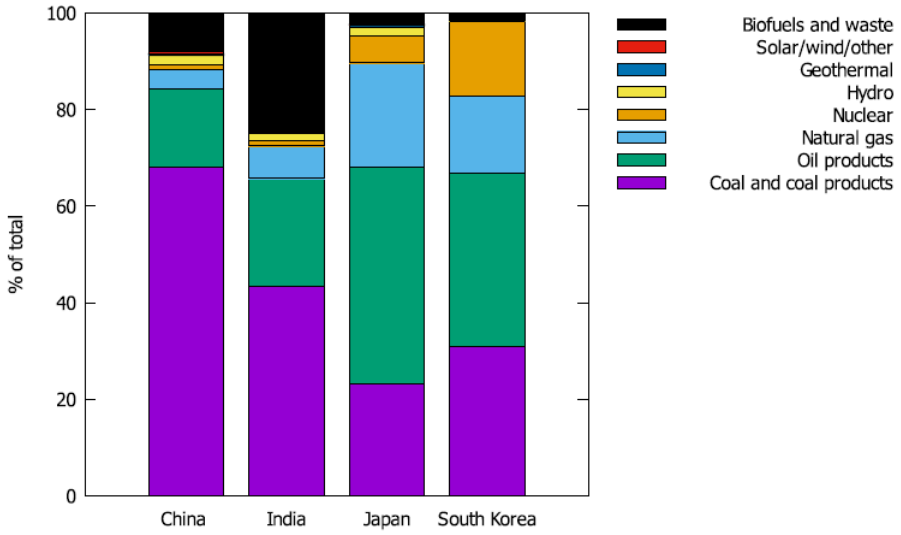


Figure 1.8. TPES en 2011 pour la Chine, la Corée du Sud, l'Inde et le Japon (IEA, 2013)

En Chine, en Inde et au Japon, ces ressources sont essentiellement constituées de biomasse solide. C'est moins le cas en Corée du Sud qui présente une variété plus grande de ressources biomasses avec notamment une utilisation relativement importante des déchets, en particulier industriels (figure 1.9). En Chine et en Inde, une grande partie de la biomasse utilisée est destinée au secteur résidentiel pour le chauffage et la cuisson alors qu'en Corée du Sud et au Japon, la biomasse solide est majoritairement dédiée au secteur industriel.

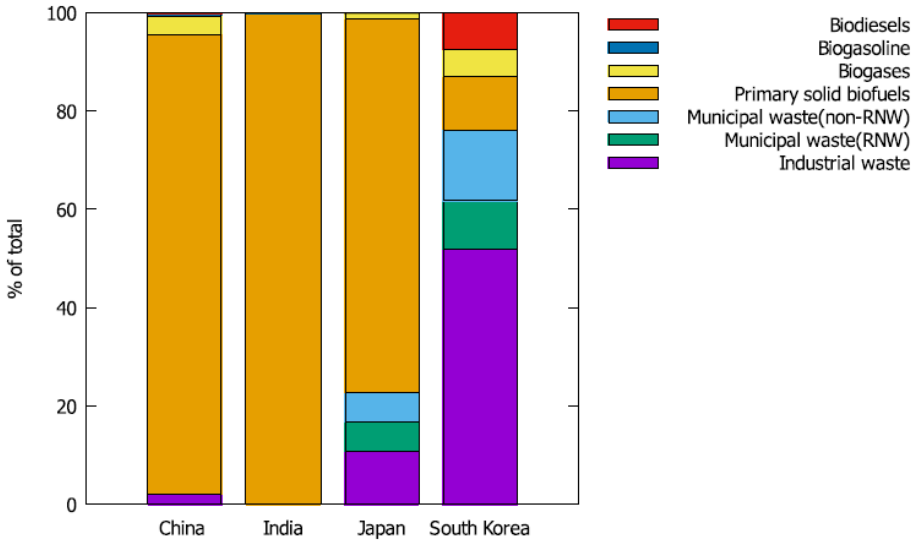


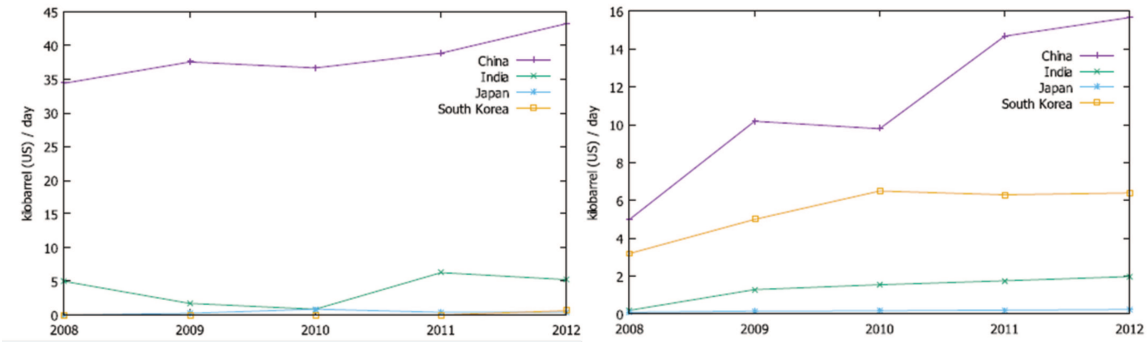
Figure 1.9. Composition de la bioénergie consommée en 2011 pour la Chine, la Corée du Sud, l'Inde et le Japon (IEA, 2013)

En Inde, plus précisément, 99 % de la bioénergie consommée est constituée de biomasse solide, dont 82 % est utilisé dans les secteurs résidentiels et tertiaires. L'utilisation de la biomasse traditionnelle est une ressource majeure pour la population indienne dont 66 % dépend encore pour ses usages de cuisson. Cette dépendance s'amplifie dans les zones rurales où elle atteint 75% des ménages. Globalement, dans ces zones, la bioénergie satisfait 90 % des demandes énergétiques domestiques contre 40 % pour les ménages situés en zones urbaines. Le Japon et la Corée du Sud ont pour leur part davantage développé l'utilisation des déchets (municipaux et industriels) pour la production de chaleur et d'électricité. En 2009, au Japon, les déchets municipaux représentaient respectivement 53 % et 31,5 % de la biomasse utilisée pour produire de l'électricité et de la chaleur (Thrän et al., 2012). Le système de valorisation énergétique des déchets en Corée du Sud est particulièrement plus développé que dans les autres pays. L'utilisation des déchets est principalement dédiée à la production d'électricité et de chaleur, représentant 76 % de l'approvisionnement en bioénergie primaire total. Le Japon et la Corée du Sud présente également un potentiel élevé de biomasse ligneuse, la couverture forestière de ces deux pays atteignant plus de 63 % (FAO, 2015a). L'utilisation de la biomasse solide devrait croître, en dépit de coûts d'extraction très élevés, grâce à la mise en place du programme RPS « *Renewable Portfolio Scheme* » et le développement de la biomasse ligneuse.

Concernant le biogaz, des digesteurs de biogaz de taille familiale sont installés dans les ménages en Inde pour cuisiner mais la quantité produite de ces petits digesteurs n'est pas comptabilisée dans la statistique de l'AIE. La recherche et le développement autour de ces technologies de biogaz ont débuté dans les années 1920 en Inde. Plusieurs programmes gouvernementaux de promotion du biogaz ont été mise en places par l'Etat indien, comme par exemple l'« ACIBP : *All India Coordinated*

Biogas Program » en 1975 et le « NPBD : *National Program for Biogas Development* » en 1981-1982. Ceux-ci ont permis d'installer 3,89 millions de digesteurs de petite échelle jusqu'en 2006 (Ali et Semwal, 2014). Le biogaz est aussi une source d'énergie importante pour la population chinoise. Selon l'AIE, la Chine était le plus grand producteur de biogaz en 2011. La technologie de digestion anaérobique est très répandue en Chine, en particulier dans les zones rurales (Lin, 1998). La promotion du biogaz a commencé au début des années 1950 avec des digesteurs de taille domestique (Wu et al., 2010). Actuellement, la technologie de conversion du biogaz est en cours de développement pour utiliser les eaux usées industrielles et le fumier. On notera qu'alors que la Chine et l'inde produisent du biogaz à destination du secteur résidentiel pour des usages de cuisson, de chauffage et d'éclairage, le biogaz produit au Japon (à hauteur de 100) et en Corée du Sud (à hauteur de 72 %) est destiné à la production d'électricité et de chaleur et à l'industrie.

Le biocarburant est également discuté comme alternative aux carburants liquides pétroliers et, par conséquent, de nombreux pays asiatiques le développent. La Chine notamment enregistre des progrès remarquables dans la production de biocarburants et en particulier de bioéthanol. Selon les statistiques de *British Petroleum* (BP, 2015), la Chine est le 6ème plus grand producteur mondial de biocarburant et le 3ème plus grand producteur de bioéthanol. La production chinoise de bioéthanol a débuté dans les années 2000 dans le but de consommer ses excédents de céréales comme le maïs, du blé, du riz et d'autres cultures (Zhao et Liu, 2014). Mais, l'augmentation de la production de bioéthanol ayant alors entraîné des pénuries alimentaires et une forte hausse du prix domestique des céréales, la Chine a commencé à décourager la production de bioéthanol à partir des ressources comestibles dès 2008. Ce changement en politique nationale a eu pour effet de modérer la production de bioéthanol jusqu'en 2010 (figure 1.10). Cependant, la croissance de la production de biocarburant a repris avec le 12ème plan quinquennal dont les objectifs ambitieux incluent une production de bioéthanol et de biodiesel atteignant respectivement 4 Mt et 1 Mt en 2015 (objectifs couplés avec un taux de mélange obligatoire du bioéthanol dans l'essence conventionnelle de 10 %) (The National Development and Reform Committee (NDRC, 2011). Par contre, le développement du biodiesel en Chine est relativement immature par rapport à celui du bioéthanol, la recherche et développement dans ce domaine ayant notamment commencé quelques années après celle sur le bioéthanol. De plus, le gouvernement chinois n'a pas imposé une incorporation minimale de biodiesel afin de promouvoir son utilisation et sa production, contrairement au bioéthanol. Il en résulte que le biodiesel est moins utilisé pour le transport routier, représentant 30 % de ses utilisations, que pour l'industrie et la machinerie.



a) Bioethanol **b) Biodiesel**

Figure 1.10. Production journalière de biocarburant (U.S. EIA, [s.d.])

Comme la Chine, l'Inde s'est également davantage concentrée sur la production de bioéthanol que sur celle de biodiesel. Le ministère du Pétrole et du Gaz naturel a mis en œuvre un programme intitulé « EBP : *Ethanol Blended Petrol* » en 2003 afin d'obliger l'incorporation de bioéthanol dans l'essence conventionnelle (un mélange à hauteur de 5 %) mais ce n'est pas le cas pour le biodiesel (Government of India, 2008). Par contre, pour la production de ce dernier, l'Etat indien a interdit l'utilisation d'huiles végétales en raison des inquiétudes liées à la sécurité alimentaire. La production de biodiesel en Inde est ainsi basée sur le jatropha, qui n'est pas comestible (Zhou et Thomson, 2009) mais qui n'est pas économiquement viable en raison de ses faibles rendements et de la qualité inégale des semences. La production de biodiesel reste donc à un niveau très faible à cause du manque de ressources primaires en Inde (Mustard et Aradhey, 2014).

Parmi les 4 pays étudiés, la Corée du Sud est le seul pays qui promeut la production de biodiesel plutôt que bioéthanol. Après une phase de démonstration entre 2002 et 2006, la distribution d'un diesel mélangé avec 5 % de biodiesel (BD5) dans toutes les stations-service du pays a débuté en 2007 (Lee et al., 2011). Le gouvernement coréen a récemment mis à jour sa politique de « promotion du développement, de l'utilisation et de la diffusion des énergies nouvelles et renouvelables[8], en incluant les normes RFS sur les carburants renouvelables (*Renewable Fuel Standard*). Il est ainsi prévu de mélanger 5 % de biodiesel au diesel conventionnel dès 2015. Concernant le bioéthanol, les prix élevés des céréales ont conduit la Corée du Sud à investir plutôt dans une production à partir d'algues. Cependant cette technologie est encore en phase pilote et un développement supplémentaire s'avère encore nécessaire. Pour sa part et contrairement aux autres pays, le gouvernement japonais a fixé un taux maximal d'incorporation de biocarburants pour des raisons de sécurité et de dégradation de la performance du véhicule. De plus, force est de constater que le manque de ressources primaires disponibles et le coût élevé de la restructuration de son infrastructure entravent la production à grande échelle de biocarburant liquide (Matsumoto, Sano, et Elder, 2009).

On notera que l'intérêt pour les bioénergies est également présent dans les autres pays de la zone asiatique qui promeuvent sa production et sa consommation à travers différentes politiques. A titre d'illustration, on peut citer l'Indonésie qui s'est fixé comme objectif pour 2025 de compter 5 % de biocarburant dans son mix énergétique total dans le cadre de sa politique énergétique nationale. La Thaïlande, le Vietnam et les Philippines, tout comme l'Indonésie, ont annoncé un objectif contraignant de mélange minimal de biocarburants compris entre 2% et 20% dans leurs législation nationale sur l'énergie (Mofijur et al., 2015). Il en résulte qu'en 2011, l'Indonésie est devenue le deuxième plus grand producteur mondial de biodiesel et la Thaïlande le deuxième producteur de bioéthanol en Asie (Maltsoglou, Koizumi, et Felix, 2013).

1.2.2. Principaux leviers pour le développement de la bioénergie

Le développement de la bioénergie est déterminé par plusieurs facteurs en Asie. A travers la revue de la littérature menée, des leviers majeurs ont été identifiés tels que la sécurité énergétique, les préoccupations en matière de santé publique, l'accès à l'électricité et l'atténuation des émissions de GES dans le cadre de la lutte contre le réchauffement climatique. La création de nouveaux emplois dans le secteur agricole, la protection des balances commerciales et des échanges extérieurs, la création de nouveaux marchés dans le secteur agricole peuvent également être considérées comme

[8] Loi *: the promotion of the development, use and diffusion of new and renewable energy*

des forces motrices. Pour autant, ces leviers opèrent différemment suivant les pays asiatiques, la stabilisation du prix de l'huile de palme et la création d'un nouveau marché agricole constituant par exemple les principaux moteurs de la production de biocarburants en Indonésie et en Thaïlande. Les principaux leviers ont ainsi été identifiés pour les quatre pays asiatiques cibles de notre étude et sont discutées ci-dessous en examinant la corrélation avec la promotion de la bioénergie et l'existence de politiques et de programmes connexes (tableau 1.1).

Tableau 1.1. Synthèse des leviers du développement de la bioénergie (focus Chine, Inde, Japon, Corée du Sud)

Aspect	Leviers	Corrélation	Section
Social	Santé publique, sanitaire	Directe	1.2.2.2
	Réduction de la pauvreté	Indirecte	*Non traité ici*
	Création des emplois	Indirecte	*Non traité ici*
Environnemental	Pollution atmosphérique	Directe	1.2.2.2
	Changement climatique	Directe	1.2.2.4
	Pollution des eaux	Directe	1.2.2.2
Economique	Nouveau marché	Indirecte	*Non traité ici*
	Equilibre des échanges	Indirecte	*Non traité ici*
	Devise étrangère	Indirecte	*Non traité ici*
Gouvernance	Sécurité énergétique	Directe	1.2.2.1
	Accès à l'énergie	Directe	1.2.2.3

1.2.2.1. Sécurité énergétique

Pour la plupart des pays asiatiques, la sécurité énergétique est une motivation déterminante pour développer la bioénergie, la consommation d'énergies fossiles représentant la plus grande part dans du mix primaire énergétique total et les ressources propres étant insuffisantes. En Chine, Les gisements de pétrole et de charbon ont étés suffisants pour répondre à la demande domestique jusqu'en 1990. Depuis lors, les rapides motorisation et construction de l'infrastructure routière ont entraîné une forte croissance de la demande d'énergie fossile (Wu, 2014) tout comme, plus généralement la croissance forte de l'économie qui a conduit à une demande de pétrole et de charbon supérieure à la production nationale. En conséquence, la Chine est devenue le deuxième importateur net de pétrole brut et de produits pétroliers dans le monde en 2009. Les stocks stratégiques de pétrole du pays étant à leur maximum et la demande ne diminuant pas, l'EIA prévoyait que cette situation allait s'intensifier et que le volume d'importation du pétrole pourrait dépasser celui des Etats Unis, premier pays importateur. Ce basculement historique est survenu en avril 2015 lorsque la Chine a importé 7,37 millions de barils par jour sur le mois, devançant ainsi les 7,2 millions de barils achetés par les américains. Malgré les quelques fluctuations qui suivirent, ce changement reflète une tendance de fond s'imposant. La Chine est donc confrontée à des problèmes de sécurité énergétique et tente de diversifier son mix en développant des alternatives aux énergies fossiles telles que la bioénergie.

En 2011, la dépendance de l'Inde aux énergies fossiles s'illustrait par un TPES reposant à 72 % sur ces dernières, le charbon et le pétrole représentant respectivement 43 % et 22 %. Même si l'Inde est le cinquième plus grand producteur de charbon au monde, les importations nettes d'énergie n'ont cessé de croître ces dernières décennies (BP, 2015). On notera par ailleurs que la production nationale de charbon en Inde n'est pas appropriée à la cuisson et le chauffage dans le secteur tertiaire en raison de sa teneur élevée en cendres (jusqu'à 50 %) et de son faible pouvoir calorifique

(Bambawale et Sovacool, 2011). En 2011, le charbon importé représentait 23 % de la consommation totale de charbon, il en représentait 4 % en 1990. Durant la même période, la part du pétrole importé est passé de 38 % à 80 % (IEA, 2013). Dans les années à venir, la demande en énergie de l'Inde devrait continuer d'augmenter compte tenu de la forte croissance économique du pays qui favorise les modes de vie urbains (augmentant ainsi la demande en électricité), accroît les transports et la demande en énergie pour l'industrie.

La dépendance aux énergies fossiles est également intensifiée au Japon et en Corée du Sud. En raison d'un manque de ressources primaires énergétiques dans ces deux pays, l'importation nette d'énergie représentait plus de 80 % de la consommation totale en 2012. La diversification du mix énergétique constitue donc une préoccupation majeure pour sécuriser l'approvisionnement en énergie. Au Japon, avant l'accident de Fukushima, la principale politique en matière d'approvisionnement en électricité était orientée vers le nucléaire. L'accident a conduit à une réforme immédiate de la stratégie énergétique nationale, le Japon prévoyant alors une diminution progressive de la production d'électricité nucléaire en se tournant alors vers les énergies renouvelables et d'autres énergies conventionnelles (McLellan et al., 2013 ; Vivoda, 2012). Ce changement de direction politique vers les énergies renouvelables devrait augmenter la part de la bioénergie dans le mix énergétique national (The Energy and Environment Council (Japan), 2012).

1.2.2.2. Santé publique

Dans tous les 4 pays étudiés, les problèmes de pollution de l'air dus à la combustion d'énergie fossile mais aussi de biomasse traditionnelle et les problèmes sanitaires liés au traitement des déchets sont des facteurs importants pour le développement de la bioénergie. La biomasse traditionnelle, qui correspond ici aux combustibles solides non traités, est encore largement utilisée par les ménages dans les pays en voie de développement, en particulier dans les zones rurales. C'est notamment le cas en Inde (Ravindranath, 2011), comme précédemment évoqué. D'après l'Organisation mondiale de la santé (OMS), environs 3 milliards personnes dans le monde dépendent encore des combustibles solides et 4 millions de décès prématurés par an résultent des maladies respiratoires, cardiovasculaires et des cancers liés à cet usage (Wolrd Health Organization, 2014). La combustion de la biomasse solide non transformée comme le bois énergie, les résidus agricoles et les fumiers à des fins de cuisson et de chauffage provoque une pollution considérable de l'air intérieur. Les affections aiguës des voies respiratoires dues à l'exposition à cette pollution sont la cause principale de la mortalité des enfants en Inde (Jain, 2010). La banque mondiale précise que seulement 14 % des ménages dans les zones rurales ont l'accès à des combustibles non solides en 2011. En Inde, le programme d'Etat pour la promotion du recours à des énergies plus « propres » comme le GPL encouragé par le gouvernement dans le secteur résidentiel n'a pas rencontré le succès attendu dans les zones rurales en raison de la faible densité de population, de la médiocrité des infrastructures et du prix trop élevé du GPL (Bansal, Saini, et Khatod, 2013). Ainsi, jusqu'en 2010, bien que la pénétration du GPL ait atteint 66,2 % dans les zones urbaines, elle n'est restée qu'à un niveau de 15,5 % dans les zones rurales (Power & Energy Division (India), 2011). Cette dépendance aux biomasses solides dans les zones rurales s'est ainsi maintenue en dépit des différents programmes d'état successifs visant à trouver des alternatives et améliorer l'efficacité du four de cuisson, mis en place dès les années 1980, comme le « *National Biogas and Manure Management Program* » mise en place pour promouvoir les digesteurs du biogaz à partir des substances organiques en 1981 ou encore le « *National Program on Improved Cookstoves* (NPIC) » en 1985 et le « *National Biomass*

Cook Stove Initiative (NBCI) » qui ont conduit à des programme de R&D et à des installations de cuisinières à haut rendement énergétique (Bansal, Saini, et Khatod, 2013 ; Ministry of New and Renewable Energy (India), [s.d.]). L'inde poursuit ses efforts pour promouvoir un accès à l'énergie propre dans les ménages. Le gouvernement indien a annoncé une allocation spécifique du budget gouvernemental pour subventionner les connections de GPL dans les zones rurales pour la période 2017 et 2018. De plus, il mettra en place une mission nationale sur la cuisson propre (National Mission on Clean Cooking – NMCC) pour atteindre la couverture totale des énergies propre dans les moyen de cuisson en 2022 (Government of India, 2017).

Il en est de même en Chine où les ménages ruraux connaissent des problèmes de santé liés à la combustion de la biomasse traditionnelle. La consommation de combustibles solides (bois de chauffage et charbon) dans les ménages ruraux représentait plus de 56 % en Chine en 2012, contre 3 % dans les ménages urbains (Zheng et al., 2014). Environ 1,04 million de décès prématurés annuels en Chine sont liés aux HAP (hydrocarbures polycycliques aromatiques) provenant de la combustion des combustibles solides pour la cuisine, la faible accessibilité et des faibles revenus constituant des obstacles sérieux pour les ménages ruraux au remplacement de la biomasse traditionnelle par des combustibles plus propres. Face à ces préoccupations de santé publique, le gouvernement chinois a mis en place dans les années 1980 et 1990 le « *China's National Improved Stoves Program* (NISP) », un programme qui a permet de fournir, à la fin de 2011, 1,6 million de cuisinières à biomasse plus propres, 20 millions de foyers à charbon en nid d'abeilles et 2,6 millions de foyers à charbon propre. Les efforts se sont poursuivis en collaboration avec la Banque mondiale avec le « *Clean Stove Initiative* (CSI) » (World Bank, 2013) et la Chine a parallèlement cherché à développer une source d'énergie plus efficace pour remplacer la biomasse traditionnelle dans le secteur privé notamment, de grands progrès ont été faits pour le développement des digesteurs de biogaz à l'échelle des ménages. Il en résulte que la Chine se place au premier rang mondial dans la l'application du biogaz domestique. En 2011, la production totale du biogaz en Chine atteignait 13,08 milliards de m3 provenant de plus de 30,5 millions de digesteurs de biogaz domestiques grâce à la mise en œuvre de plusieurs politiques comme le « *rural biogas project plan (2006-2010)* » du ministère de l'agriculture (Yao, Chen, et Li, 2012). Pour autant, la croissance démographique et le fossé économique entre les zones rurales et urbaines devraient entrainer une demande accrue de biomasse traditionnelle dans le secteur résidentiel rural. Des investissements importants dans ce secteur de la part du gouvernement chinois sont attendus pour élargir le marché national de la bioénergie. Par ailleurs, le problème de pollution atmosphérique a également favorisé le développement des biocarburants. A Beijing par exemple, la consommation de combustibles fossiles par les véhicules contribue à hauteur de 63 % des émissions d'hydrocarbure (HC), de 73,5 % des émissions de monoxyde de carbone (CO) et de 46 % des émissions d'oxyde d'azote (NOx) (Chen et al., 2015).

En Corée du Sud, des technologies de valorisation énergétique des déchets ont été déployées dans tout le pays. Les déchets représentaient ainsi environ 76 % de l'approvisionnement totale de la bioénergie en 2011. Le biogaz généré à partir des déchets organiques est la première bioénergie commercialisée en Corée du Sud. En effet, la faible disponibilité des terres et la forte densité de la population restreignant la décharge des déchets dans les régions éloignées, l'environnement près des sites de décharge ou d'incinération commençait à menacer la santé publique en raison de la pollution des eaux souterraines (nappes phréatiques), des émissions de méthane et des mauvaises odeurs. Cette situation a alors encouragé l'Etat coréen à développer d'autres solutions pour réduire les déchets organiques. La mise en décharge de ces derniers a ainsi été interdite et a commencé à

être remplacée par la digestion anaérobique dès 2005. De plus, la Corée du Sud a intensifié son programme de production d'électricité à partir des gaz de décharge (Lee et al., 2011). Ainsi, les problèmes de santé publique couplés par ailleurs à une demande croissante d'électricité due à une urbanisation rapide ont accéléré la production de biogaz et de gaz de décharge.

1.2.2.3. Accès à l'électricité et réduction de pauvreté

Dans les pays en développement asiatiques, l'accès à l'électricité constitue un enjeu essentiel au développement des zones rurales et à la réduction de la pauvreté. La croissance économique rapide et l'industrialisation de la Chine et de l'Inde ont amplifié l'écart de pauvreté entre les zones urbaines et les zones rurales. En 2013, le taux d'électrification indien était de 96 % dans les zones urbaines (contre 93 % en 2009) et de 74 % en zones rurales (contre 67 % en 2009), ces dernières présentant des coupures d'électricité beaucoup plus fréquentes (données de l'AIE). Afin d'assurer un accès accru à l'électricité dans les zones rurales, l'Etat indien avait en effet établi une politique d'électrification rurale dès 2006 dans sa Loi sur l'électricité (Electricity Act). Cette politique a donné lieu à plusieurs programmes d'électrification rurale tels que « *The Rajiv Gandhi Grameen Vidyutikaran Yojana (*RGGVY*) scheme* », « *The Remote Village Electrification (*RVE*) Program* » et « *The Jawaharlal Nehru National Solar Mission (*JNNSM*)* ». Dans le cadre de ces programmes, l'installation de centrales décentralisées et autonomes à partir des énergies renouvelables, incluant la bioénergie, a été la première option suivie après l'extension du réseau d'électricité (Niez, 2010). Par conséquence, davantage d'attention a été portée à la bioénergie comme source d'énergie viable et pertinente pour sécuriser l'accès à l'électricité dans la communauté rurale indienne.

De son côté, la Chine avait déjà atteint 99,7 % d'électrification en 2010. La première politique d'électrification rurale chinoise a été mise en place en 1994 avec le programme national prioritaire de réduction de la pauvreté, « *the Seven-Year Priority Poverty Alleviation Program* ». En 1996, bien que la Chine encourage la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, biomasse comprise, avec sa loi sur l'énergie, l'hydroélectricité est largement adoptée par rapport aux bioénergies pour améliorer le taux d'électrification rurale électrique (Luo et Guo, 2013 ; Niez, 2010). Pour autant, la production d'électricité à partir de la bioénergie devrait constituer une solution envisageable dans les zones éloignées notamment via des centrales de petite taille et déconnectée du réseau.

1.2.2.4. Atténuation du changement climatique

La Chine, l'Inde, le Japon et la Corée du Sud se positionnaient en 2012 respectivement à la première, troisième, cinquième et septième place des plus gros émetteurs de GES dans le monde. Dans ce contexte, leurs engagements en matière d'atténuation étaient déterminants dans le processus de négociations dans le cadre de la CCNUCC et des COP. Avant cela et en matière de lutte contre le réchauffement climatique, les pays asiatiques, en dehors du Japon, n'étaient pas soumis à un objectif de réduction de leurs émissions de GES, et notamment dans le cadre du protocole de Kyoto. Pour rappel, cet accord international entré en vigueur en 2005 et reposant sur la Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques, visait une réduction entre 2008 et 2012 d'au moins 5 % des émissions mondiales de GES par rapport au niveau de 1990. Le Japon s'était engagé à réduire les siennes de 6 % mais a finalement enregistré une hausse de ces dernières de 6.5 %, ce qui l'a poussé à se désengager de la seconde période qui s'est mise en place à partir de 2012 (jusque

2020). Pour autant, le pays s'est bien engagé dans le cadre de l'Accord de Paris[9] à un objectif de diminuer ses émissions de GES de 26 % en 2030 par rapport au niveau en 2013 (25,4 % par rapport au niveau 2005) (Japan, 2015). Le Japon a également fixé un objectif spécifique de réduction de 24 % de ses émissions de CO_2 liées à l'énergie en 2030 par rapport à leur niveau de 2005 et a établi un Fonds pour le mécanisme de crédit conjoint (*Japan Fund for the Joint Crediting Mechanism*) en 2014. Ce fonds vise à fournir des incitations financières pour l'adoption de technologies avancées à faible intensité de carbone dans des projets souverains et non souverains financés et administrés par la Banque de développement du Japon qui le gère. La Corée du Sud s'est quant à elle engagé à un objectif de réduction de 37 % de ses émissions de GES en 2030 par rapport au niveau d'un scénario BAU qui correspond à 850,6 MtCO2eq (Republic of Korea, 2015). De leur côté, la Chine et l'Inde se sont engagées à réduire leur intensité carbone, de 60 à 65 % en 2030 par rapport à 2005 pour la Chine et de 33 à 35% en 2030 par rapport à 2005 pour l'Inde. Dans le cadre de ces NDCs, les pays ont également proposé différents plans pour atteindre ces objectifs. Concernant la bioénergie, le Japon devrait alimenter 4,6 % de son mix électrique par de la biomasse en 2030 (7 % par l'énergie solaire, 1,7 % par l'énergie éolienne, 1,1 % par l'énergie géothermique et 9,2 % par l'énergie hydraulique). Pour la Chine, l'augmentation de la part des énergies non-fossiles dans le TPES est un des plans majeurs communiqués dans son engagement qui cible une hausse de la part des énergies renouvelables dans le TPES qui devrait alors atteindre jusqu'à 20 % en 2030. Cet objectif vise à préparer l'atteinte d'un autre objectif majeur en Chine qui est un pic de ses émissions de GES d'ici 2030 (avec des efforts développés pour avancer l'atteinte de ce pic). L'Etat indien a quant à lui affiché l'objectif d'augmenter les capacités de ses centrales électriques d'origine renouvelables jusqu'à un niveau de 40 % en 2030. Par contre, la Corée du Sud n'a communiqué aucun plan envers la promotion de la bioénergie. Malgré le manque de détail en ce qui concerne la promotion de la bioénergie dans ces engagements, force est de constater que ces derniers constituent des leviers pour soutenir le développement de sociétés plus sobres en carbone dans lesquelles les bioénergies peuvent trouver une place intéressante. Il reste à la déterminer mais les politiques que ces pays avaient par ailleurs déjà menées afin de les promouvoir laissent entendre que la bioénergie présente un intérêt non négligeable dans l'avenir de ces économies.

En effet, avant l'Accord de Paris, les préoccupations croissantes concernant les changements climatiques et leur contribution significative aux émissions mondiales de GES ont conduit les pays asiatiques à s'engager dans des accords volontaires. Notamment, la Chine avait préalablement annoncé un objectif d'atténuation de son intensité carbone de 17 % en 2015, conformément à son « 12ème Plan quinquennal de lutte contre les émissions de gaz à effet de serre ». Pour atteindre cet objectif national, le gouvernement chinois prévoyait d'augmenter la part des carburants non fossiles de 11,4 % en 2015 en développant des sources d'énergie renouvelables, comme notamment le biogaz, la biomasse solide et des biocarburants. En 2012, l'Inde avait également annoncé un objectif volontaire de réduction des émissions de GES dans le cadre de son « Plan quinquennal 2012-2017 » à travers la réduction de son intensité carbone de 20 à 25 % d'ici 2020 par rapport au niveau de 2005. L'Inde vise à réduire son intensité d'émission de GES du PIB de 2025% d'ici 2020 par rapport à son niveau de 2005 (Planning Commission (India), 2012). Au regard du « *National action plan on climate change* », les politiques énergétiques liées à l'atténuation des émissions de GES comprennent un objectif de mélange de biocarburants de 20 % dans sa « *National Policy on Biofuels* », et un

[9] Les engagements des différents pays dans le cadre de l'Accord de Paris seront présentés de manière plus détaillée dans le chapitre 4 où les scénarios d'avenir possible des systèmes énergétiques seront analysés.

développement du biogaz dans l'industrie dans la « *National Mission for Enhanced Energy Efficiency* » (Prime Minister's Council on Climate Change (India), 2009).

La Corée du Sud s'est fixée un objectif d'atténuation de ses émissions de GES en juillet 2009 conformément à sa « *National Strategy for Green Growth* » qui répond à la nouvelle vision du développement national que le pays entend suivre, « Low carbon, *Green Growth* ». Contrairement aux objectifs d'atténuation des émissions de GES de la Chine et de l'Inde qui s'expriment par une réduction de l'intensité carbone dans le PIB, l'objectif sud-coréen était fondé sur le niveau des émissions de GES d'un scénario « *Business as Usual* » autrement dit tel qu'il aurait pu être sans la mise en place d'une contrainte de réduction. Ainsi, à l'issue de la quinzième Conférence des Parties (COP15) qui s'est tenue à Copenhague en 2009, la Corée du Sud s'est fixé comme objectif de réduire d'ici 2020 de 30 % ses émissions de GES par rapport à leur niveau de référence dans ce BAU. Le développement et le déploiement des énergies renouvelables ont alors été identifiés comme l'un des dix programmes d'action permettant d'atteindre l'objectif national de réduction des GES (Jones et Yoo, 2011). Ensuite, en 2012, le RPS est entré en vigueur. En même temps, en ce qui concerne la bioénergie, plusieurs études et programmes visant à promouvoir les granulés de bois et les copeaux ont été mis en œuvre. En outre, la Corée du Sud a introduit d'autres programmes dédiés à l'offre d'énergies renouvelables, tels que le *Renewable Fuel Standard* (RFS), qui impose notamment un taux minimal de mélange de biocarburants, et le *Renewable Heat Obligation* (RHO) (Government of Korea, 2014).

Pour en revenir à la situation japonaise, on notera que pour atteindre son objectif de réduction des émissions de GES, le Japon comptait fortement s'appuyer sur la promotion de l'énergie nucléaire. Dans son « *Basic Energy Plan* » de 2010, le gouvernement japonais prévoyait de construire neuf nouvelles centrales nucléaires d'ici 2020. Cependant suite à l'accident de Fukushima, le Japon s'est alors tourné vers le GNL comme alternative disponible à l'énergie nucléaire. Ceci eut un impact sur le niveau des émissions de GES, l'énergie nucléaire permettant de réduire de 14 % par an les émissions de CO_2. Ainsi, pendant que la part du gaz naturel dans le TPES s'accroissait d'environ 5 % en 2011 (par rapport à 2010), les émissions de GES se sont accrues de 201 % sur la même période (Vivoda, 2012). Actuellement, le Japon promeut les sources d'énergie renouvelable telles que l'énergie solaire, l'éolien, la géothermie afin de réduire ses émissions de GES et de sécuriser son approvisionnement énergétique sans nucléaire. Plusieurs gouvernements locaux se sont fixé comme objectif d'avoir recours à des énergies 100 % renouvelables, ces objectifs reposant alors largement sur l'énergie solaire dont la capacité installée devrait atteindre 7,4 GW d'ici 2030 (Portugal-Pereira et Esteban, 2014). La biomasse ligneuse et les biocarburants sont par contre promus dans le «*Strategic Energy Plan* » lancé par le gouvernement japonais en 2014. Le Japon s'efforce ainsi d'obtenir une offre stable en biomasse ligneuse grâce à ses politiques forestières et de promouvoir l'utilisation de la biomasse dans la production d'électricité grâce à des tarifs de rachat garantis.

Le déploiement d'énergies à faible teneur en carbone / renouvelables, en particulier la bioénergie, en tant que substitut des combustibles fossiles dans les transports, le secteur électrique et la distribution de chaleur, est attendu jouer un rôle non négligeable à l'avenir, dont l'ampleur reste à discuter, en particulier dans le contexte de décarbonation induit par l'Accord sur le climat de Paris. L'avenir des filières bioénergies restant à tracer, notamment au regard des autres alternatives, il s'avère nécessaire de disposer d'un instrument permettant d'évaluer le rôle de ces ressources - et des technologies associées - de manière pertinente. La modélisation prospective est contributive de

cette ambition et notamment, TIAM-FR (*TIMES Integrated Assessment Model*) constitue un des outils permettant d'évaluer et de discuter avec une grande précision des trajectoires d'évolution des systèmes énergétiques au niveau mondial et régional, et plus spécifiquement le potentiel de déploiement des bioénergies. La section suivante vise à présenter les apports de la modélisation prospective des systèmes énergétiques dans ce contexte.

1.3. Modélisation prospective des systèmes énergétiques

La prospective est un outil qui a pour ambition d'explorer et d'interroger le futur, sans chercher à le prédire, à partir de la connaissance du présent et du passé, et de ce qu'on pourrait envisager pour l'avenir. Cet outil de réflexion auquel sont généralement associés des scénarios qui rassemblent diverses hypothèses et variables mettant en scène des visions différentes de cet avenir, permet d'explorer les futures possibles des systèmes étudiés et notamment des systèmes énergétiques (Bouckaert, 2013 ; Krakowski, 2016). Dans ce cas, les modèles représentant les systèmes énergétiques évaluent la réponse de celui-ci à certaines prises de décisions (politiques), à des contraintes techniques et/ou environnementales ainsi qu'à d'éventuelles autres actions. L'émergence de ce type de modèles de prospective remonte à la fin des années 1960. A cette époque, le Club de Rome (un groupe international, composé de personnalités du monde des affaires et de la politique) se forme à l'initiative d'un industriel italien, Aurelio Peccei, face aux inquiétudes quant aux conséquences du progrès sur l'environnement (Drouineau, 2011). Les travaux réalisés dans le cadre du Club de Rome ont alors cherché à évaluer les conséquences de la croissance économique et les dangers qu'elles pourraient représenter tels que la surpopulation, la dégradation de l'environnement, la pauvreté, l'abus ou le mauvais usage de la technologie conduisant à la déplétion des ressources naturelles. Les problèmes soulevés par le Club du Rome ont conduit au développement d'une modélisation mathématique reposant sur la dynamique des systèmes. Dans ce cadre, le modèle WORLD a effectué des simulations qui ont fait l'objet de la publication du retentissant rapport *The Limits to Growth* en 1972 (Meadows, 1972). Il questionnait particulièrement la viabilité du système mondial. Cette première analyse prospective a reçu un accueil critique de la communauté scientifique en ce qui concerne la méthode, et de fait les résultats et les conclusions. La négligence des processus économiques dans le modèle WORLD a notamment été soulevée par l'économiste William Nordhaus qui a alors développé le modèle DICE (*Dynamic Integrated Model of Climate and Economy*). Se fondant sur le modèle de Ramsey (un modèle de croissance néoclassique), le paradigme du modèle DICE est à l'origine de la famille des modèles dits « *top-down* » (Bouckaert, 2013 ; Drouineau, 2011 ; Nordhaus, 2013 ; Nordhaus, 1993). Plus précisément, ces modèles macroéconomiques reposent sur une représentation de l'économie suivant un nombre restreint de variables macroéconomiques agrégées : le capital (K), le travail (L), les matières premières (M) et l'énergie (E). Les liens entre ces agrégats macroéconomiques sont établis entre le secteur énergétique et l'activité économique. Le modèle DICE s'appuie sur un équilibre général calculable (EGC) qui suppose un sentier de croissance économique optimale. L'avantage de ce type de modèle est qu'il permet de connaître l'interaction (substitution, complémentarité), entre le secteur énergétique (E) et le reste de l'économie (K, L, M). Néanmoins, étant donné que les technologies ne sont pas représentées en tant que telles mais implicitement en termes de facteurs économiques, il est difficile d'appréhender de manière précise les nouvelles technologies durant la projection (Assoumou, 2006 ; Beeck, 1999 ; Bouckaert, 2013).

Parallèlement, une autre approche de modélisation prospective s'est développée en s'appuyant sur des modèles technico-économiques dit « *bottom-up* ». Ces modèles reposent pour leur part sur une description physique et technologique détaillée du système énergétique et se fondent sur le modèle de Sraffa - von Neumann (Assoumou, 2006 ; Bouckaert, 2013 ; Drouineau, 2011). A la différence des modèles « *top-down* », ces modèle technico-économiques proposent une représentation de l'économie reposant sur une description du système énergétique désagrégée alimentée à partir d'un grand nombre de technologies et une importante base de données techniques. Les relations entre les technologies sont représentées par des flux physiques d'énergies, primaires, secondaires et finales, plutôt que par des agrégations de facteurs économiques. Par contre, ils s'appuient sur un paradigme d'équilibre partiel qui ne permet pas la prise en compte des interactions du secteur énergétique avec les autres secteurs de l'économie. Il permet cependant de visualiser le développement du système énergétique plus en détail à long terme, au gré des contraintes techniques, économiques ou encore environnementales investiguées.

Tableau 1.2. Comparaison des modèles du système énergétique (Adapté de (Føyn et al., 2011)**)**

Modèle	Niveau de détail	Gaz à effet de serre	Emissions non énergétique	Nombre de régions	Modélisation atmosphérique	Modélisation endogène des technologies	Modélisation stochastique
TIAM	+++	CO_2, CH_4, N_2O	Oui	15	Forçage radiatif Changement de température Concentration atmosphérique	Non	Oui
POLES	++	CO_2, CH_4, N_2O	Non	18, 32 pays	Non	Oui	Non
IEA WEM	+++	CO_2, CH_4, N_2O	Non	21	Non	Oui	Non
AIM	+++	CO_2, CH_4, N_2O	Oui	9	-	Non	Non
ASF	++	CO_2, CH_4, N_2O	Agriculture, déforestation	9	Forçage radiatif Changement de température	Non	Non
IMAGE	++	Tous les gaz sous Kyoto	Oui	13	Forçage radiatif Changement de température Modèle de circulation simple	Oui (Sous-modèle TIMES)	Oui
MARIA	+	CO_2	Land-use	8	Changement de température	Oui	Non
MESSAGE	++	Tous les gaz sous Kyoto	Industrie	10	Forçage radiatif Changement de température	Oui	Oui
MiniCAM	+	Tous les gaz sous Kyoto	Oui	9	Forçage radiatif Changement de température	Non	Non

Différents modèles ont été développés depuis les années 1970 pour répondre aux interrogations qui surviennent quant au changement à suivre des systèmes étudiés. Par contre, on notera que non seulement ces modèles présentent des caractéristiques différentes entre eux mais aussi que les

scénarios et les hypothèses investigués peuvent conduire à une grande dispersion des résultats. Cette situation se retrouve également dans le cas des modèles *top down*. A titre d'illustration, le tableau ci-dessus présente différents modèles de systèmes énergétiques mondiaux.

Le modèle MARKAL (MARKet Allocation), et son successeur, le modèle TIMES, sont l'un de ces différents modèles technico-économiques (Assoumou, 2006 ; Bouckaert, 2013 ; Drouineau, 2011 ; Postic, 2016). TIAM (*TIMES Integrated Assessment Model*) en est la déclinaison mondiale et constitue un outil pertinent pour donner au secteur de la bioénergie la visibilité de son potentiel de développement. La bioénergie moderne s'annonce comme une voie prometteuse dont est attendue une présence marquée dans le futur système énergétique. Une partie des technologies associées n'étant pour autant pas forcément actuellement commercialisées, ce modèle permet de discuter le déploiement potentiel de la filière au travers sa riche représentation des technologies présentes, des dynamiques d'évolution de ces dernières et celles des nouvelles technologies. En outre, les ressources biomasses n'étant suffisantes ni techniquement ni économiquement pour répondre à la totalité de la demande en énergie, elles entrent donc en compétition avec d'autres types d'énergie, comme les énergies renouvelables. Une concurrence existe également entre les différents secteurs de demande en bioénergie, comme par exemple entre la production de biocarburants pour le secteur du transport et la production d'électricité pour le secteur électrique. Ce modèle permet ainsi de discuter du futur envisageable des systèmes énergétiques dans le contexte actuel de transition vers des sociétés sobres en carbone et par là-même de la place que pourra y prendre la filière des bioénergies.

1.3.1. Présentation du modèle TIAM-FR

Le modèle TIAM-FR est la version française du modèle TIAM (*the TIMES Integrated Assessment Model*), version mondiale des modèles de la famille TIMES (*The MarkAl-EFOM Integrated System*) qui permettent d'évaluer et discuter les perspectives d'évolution des systèmes énergétiques au regard des orientations prises et testées. Le générateur de modèle TIMES est le successeur de deux paradigmes de modélisation EFOM (flux de commodités) et MarKAL (allocation de marché) développés au début des années 1980 dans le cadre du programme ETSAP (*Energy Technology Systems Analysis Program*) mis en place par l'Agence Internationale de l'Energie (Fishbone et Abilock, 1981). Il propose un vaste champ d'applications que ce soit à l'échelle locale (Bouckaert, Mazauric, et Maïzi, 2014), à l'échelle nationale (Maïzi et Assoumou, 2014), à l'échelle régionale (Blesl et al., 2010 ; Postic, 2016) ou internationale (Føyn et al., 2011 ; Gracceva et Zeniewski, 2013 ; Labriet, Kanudia, et Loulou, 2012). A ce jour, les modèles de la famille TIMES sont utilisés par plus de 150 équipes de recherche à travers 50 pays.

Comme les autres modèles de la famille TIMES, TIAM-FR est un modèle d'équilibre partiel sous programmation linéaire. Ce modèle d'optimisation repose sur une approche *bottom-up* qui permet d'avoir une représentation détaillée du système énergétique mondial qu'il représente, en termes de technologies, de la phase d'extraction jusqu'aux usages finaux. L'ensemble des équations mathématiques décrivant la fonction objective, les contraintes, les paramètres et les variables de TIMES est écrit en langage GAMS (*General Algebraic Modeling System*). Un solveur mathématique est utilisé par la suite pour résoudre le problème d'optimisation, plus précisément, la minimisation sous contraintes du coût total actualisé du système énergétique (Bouckaert, 2013 ; Gracceva et Zeniewski, 2013). Les résultats principaux du modèle sont les futurs investissements et les activités

des technologies à chaque période temporelle. De plus, la structure du système énergétique est donnée comme une sortie, c'est-à-dire le type et la capacité des technologies énergétiques, la consommation par combustible, les émissions de GES, les flux d'échanges des énergies entre régions, les capacités de transport, le coût détaillé du système énergétique et les coûts marginaux pour la réduction des émissions de GES sous une contrainte climatique (Loulou et Labriet, 2008).

1.3.1.1. Structure du modèle TIAM-FR

TIAM-FR représente le système énergétique mondial suivant une désagrégation en quinze régions : Afrique (AFR), Australie-Nouvelle Zélande (AUS), Canada (CAN), Chine (incluant Hong Kong, excluant Taipei chinois ; CHI), Amérique centrale et du sud (CSA), Europe de l'Est (EEU), ex-Union soviétique (incluant les Pays Baltes, FSU), Inde (IND), Japon (JPN), Mexique (MEX), Moyen-Orient (incluant la Turquie; MEA), d'autres pays en développement d'Asie (Taipei chinois et iles pacifiques; ODA), Corée du Sud (SKO), Etats Unis (USA) et Europe de l'ouest (EU-15, Islande, Malte, Norvège et Suisse; WEU). Le modèle couvre un horizon temporel de long terme sur la période 2010-2100.

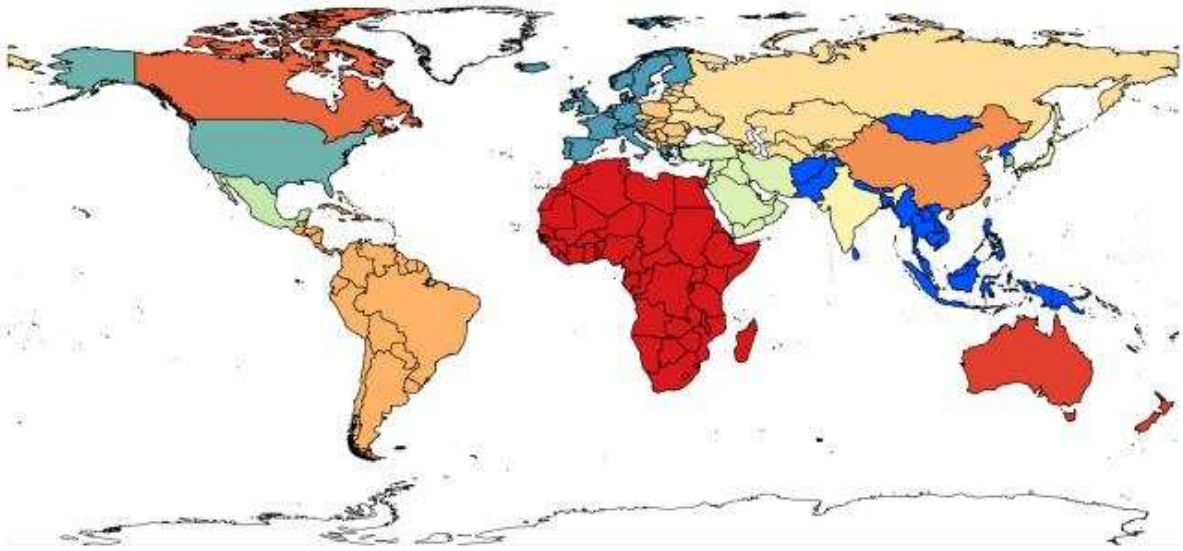


Figure 1.11. 15 régions dans le modèle TIAM-FR

Le système énergétique est représenté par un enchaînement de commodités et de procédés, liés entre eux par des flux d'énergie ou de matière. Ils sont décrits par divers paramètres technico-économiques (techniques : rendement, durée de vie, capacité, etc., et économiques : CAPEX, OPEX, etc.). La construction linéaire d'un ensemble de la chaîne des procédés élémentaires constitue le RES., autrement dit le système énergétique de référence. Un exemple de procédé élémentaire est schématisé dans la figure 1.12.

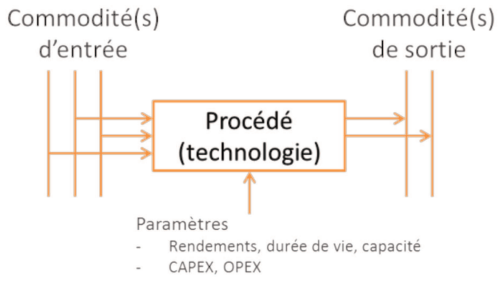


Figure 1.12. Représentation d'un procédé élémentaire dans TIMES/TIAM

Le RES simplifié du modèle TIAM-FR est donné à la figure 1.13, couvrant le système énergétique entier depuis la phase d'extraction des ressources jusqu'aux vecteurs énergétiques finaux dans les technologies d'usages finaux répartis dans les différents secteurs de demande en passant par la conversion des vecteurs énergétiques primaires. TIAM-FR contient les descriptions explicites détaillées de plus de 1 500 technologies, des centaines de flux d'énergies, de commodités et d'émissions. Tous sont interconnectés pour constituer donc le RES dans le modèle. Ce niveau de détail très fin permet de tracer la rotation des capitaux optimale et d'offrir une description précise de la compétition des technologies et énergies. En tant que modèle multirégional, chaque région présente des paramètres technico-économiques et des potentiels de ressources différenciés avec différentes dynamiques possibles. Les régions sont également interconnectées les unes aux autres pour des échanges de commodités énergétiques et des matériaux qui sont déterminés de manière endogène pour le charbon, le gaz naturel, le gaz naturel liquéfié, le pétrole, et divers produits pétroliers. Un marché de permis d'émissions de CO_2 peut également être instauré sur la même base. Par contre, les échanges de ressources biomasses ne sont pas implémentés dans le modèle (Føyn et al., 2011 ; Gracceva et Zeniewski, 2013 ; Labriet, Kanudia, et Loulou, 2012).

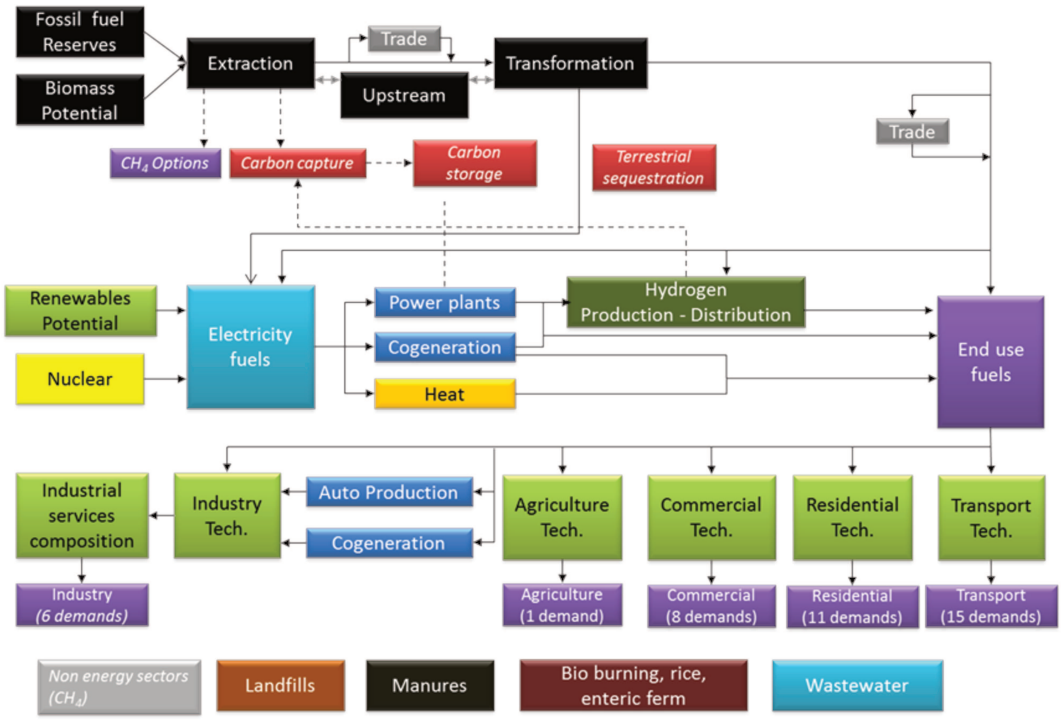


Figure 1.13. Système Energétique de Référence (RES) simplifié du modèle TIAM-FR

La minimisation des coûts actualisés du système s'opère sous satisfaction des demandes de services énergétiques qui sont au nombre de 42 dans TIAM-FR réparties dans 5 secteurs économiques : agriculture, résidentiel, commercial, industrie et transport. Ces demandes, comme par exemple le transport routier des passagers (nombre de passagers-kilomètres), la demande d'acier ou le chauffage domestique (Føyn et al., 2011 ; Gracceva et Zeniewski, 2013 ; Labriet, Kanudia, et Loulou, 2012), ont été calibrées pour l'année de départ du modèle qui est 2010 en s'appuyant sur les balances statistiques de l'AIE. L'évolution de ces demandes sur l'horizon temporel repose ensuite sur des hypothèses socio-économiques et sur les projections exogènes de la croissance du PIB régional, de la population et de la croissance des secteurs économiques.

1.3.1.2. Problème d'optimisation dans le modèle TIAM-FR

Plus précisément, concernant le paradigme mathématique sur lequel repose TIAM-FR, on notera que ce dernier est basé sur un programme d'optimisation linéaire qui détermine l'équilibre économique partiel inter-temporel du système énergétique, autrement dit, le coût total actualisé minimum du système énergétique global sur tout l'horizon temporel modélisé en respectant toutes les contraintes (demande, disponibilité des ressources, contraintes techniques, politiques environnementales). L'ensemble du problème d'optimisation linéaire peut être décrit comme ci-dessous (Loulou, 2008) :

$$\min(\sum_{i} cX) \tag{1.1}$$

$$\text{Sous contraintes : } \forall \mathrm{t} \in \mathrm{T}, \forall \mathrm{i} \in \mathrm{I}, \sum_{k \epsilon K} Q_{k,i}(t) \geq D_i(t) \tag{1.2}$$

et

$$\mathrm{B} \cdot \mathrm{X} \geq \mathrm{b} \tag{1.3}$$

Où :

X	Le vecteur de toutes les variables associées au vecteur c
c	Le vecteur de coût actualisé
I	L'ensemble des catégories de demande pour les services énergétiques
T	L'ensemble des années de l'horizon étudié
$Q_{k,i}(t)$	Les capacités des technologies d'usage final k, susceptible d'adresser la demande i à temps t
$D_i(t)$	Demande exogène pour le service énergétique i à satisfaire à temps t
B, b	Matrices ou vecteurs des paramètres exogènes (contraintes exogènes)

L'équation (1.1) décrit la fonction objectif du modèle représentant le coût total actualisé à minimiser. L'équation (1.2) exprime l'ensemble des contraintes de demande à satisfaire. L'équation (1.3) synthétise l'ensemble des contraintes techniques et de limites de capacité ou d'activité, qui doivent être renseignées par l'utilisateur. La résolution du problème délivre, pour chaque période et pour chaque région, les valeurs des variables de décision et le coût marginal associé à chaque contrainte.

Les variables de décision et les paramètres relatifs au formalisme de TIMES sont indexés de la façon suivante :

$r \in R$	correspond à une région r de l'ensemble R des régions
$t \in T$	correspond à l'année t de l'ensemble T de toutes les périodes renseignées
$v \in V$	indique l'année de l'investissement (vintage) de l'ensemble V des années d'investissement
$s \in S$	correspond à la tranche horaire (*timeslice*) de l'ensemble S des tranches horaires définies par l'utilisateur
$p \in P$	correspond à un procédé (technologie) p de l'ensemble P des technologies spécifiées
$c \in C$	correspond à la commodité c de l'ensemble C des commodités définies

Les variables de décisions X des équations (1.1) et (1.3) sont :

$ACT(r, v, t, p, s)$	niveau d'activité d'une technologie p, dans la région r, à la période t (et de façon optionnelle pour une période de construction durant la tranche horaire s). - unité en PJ par an pour un procédé de production d'énergie et en MT pour un procédé de production de matériaux
$CAP(r, v, t, p)$	capacités installées du procédé p à la période t, dans la région r (et de façon optionnelle pour une période de construction v) – unité en GW, PJ/an ou en Mt/an
$NCAP(r, v, p)$	nouvelles capacités installées de la technologie p, à la période v, dans la région r – unité en GW, en PJ/an ou en Mt/an
$FLOW(r, t, p, c, s)$	flux de la commodité c consommée ou produite par le procédé p dans la région r, à la période t (et de façon optionnelle pour une période de construction v durant la tranche horaire s) – unité en PJ ou en Mt
$SIN(r, t, p, c, s)$ *et* $SOUT(r, v, t, p, c, s)$	flux de la commodité c entrant ou sortant du procédé de stockage p, dans la région r, à la période t (et de façon optionnelle pour une période de construction v durant la tranche horaire s) – unité en PJ ou en Mt
$TRADE(r, t, p, c, s)$	quantité de la commodité c échangée au moyen de la technologie p, dans la région r, à la période t (de façon optionnelle à la tranche horaire s). Selon le procédé, il peut être importé ou exporté. –unité en PJ ou en Mt

La fonction objectif générique correspond à la valeur actuelle nette (NPV) des coûts totaux du système énergétique de chaque région. Elle peut être traduite par la somme des tous les coûts annualisés et régionaux et s'écrit :

$$NPV = \sum_{r \in R} \sum_{t \in T} \left(1 + d_{r,t}\right)^{REFYR - t} \times ANNCOST_{r,t} \quad \textbf{(1.4)}$$

Où :

NPV	La valeur actuelle nette des coûts totaux
$d_{r,t}$	Taux d'actualisation du procédé ou groupe de procédés de la région r
$REFYR$	Année de référence
T	L'ensemble des années de l'horizon étudié
R	L'ensemble des régions représentées (15 régions)
$ANNCOST_{r,t}$	Le coût annuel de la région r pour la période t

(r, t) correspond à la somme des dépenses moins la somme des revenus pour la région r à la période t. Les dépenses (les coûts positifs) incluent les coûts d'investissement et de démantèlement, les coûts fixes et variables d'opération et de maintenance, les coûts d'importation et d'extraction des ressources domestiques, et les taxes associées à des commodités et des procédés. Les revenus (les coûts négatifs) correspondent aux revenus des exports, aux subventions sur les commodités et les procédés, aux revenus du recyclage des commodités après démantèlement d'une technologie et la valeur actualisée des actifs et des commodités disponibles à la fin de l'horizon temporel.

A cela s'ajoute un ensemble de contraintes dont nous présentons ci-dessous les principales équations du modèle TIMES. Le détail complet de la description du modèle mathématique de TIMES est inclus dans le manuel du modèle TIMES (Loulou, 2008).

Capacité de transfert

L'investissement dans une technologie augment sa capacité tout au long de la vie du procédé. Cette contrainte prend en compte pour chaque technologie les capacités installées qui sont accessibles à la période t et les investissements réalisés avant ou durant la période t.

$$CAP(r,t,p) = \sum_{\substack{t'<t \\ t-t'<LIFE(p)}} NCAP(r,t',p) + RESID(r,t,p) \quad \textbf{(1.5)}$$

Contrainte de capacité

L'utilisation maximale de la capacité installée durant la tranche horaire impartie est configurée par le facteur de disponibilité défini par l'utilisateur[10]. L'équation (1.6) permet de s'assurer que le modèle a une activité relative à une tranche horaire supérieure à ce que peut réellement produire la capacité disponible.

$$CT(r,t,p,s) \leq AF(r,t,p,s) * CAP2ACT(r,p) * FR(s) * CAP(r,t,p) \quad \textbf{(1.6)}$$

Activité des procédés

Elle relie les niveaux d'activité d'une technologie (procédé) et les flux des commodités entrantes ou sortantes. Le PCG (*primary commodity group*) est le groupe de commodités d'entrée et de sortie qui définit l'activité d'une technologie. ACTFLO est le facteur de conversion entre l'activité du procédé et le flux de commodité, qui est souvent égal à 1.

$$ACT(r,t,p,s) = \sum_{c \in PCG(p)} \frac{FLOW(r,t,p,c,s)}{ACTFLO(r,p,c)} \quad \textbf{(1.7)}$$

Equilibre des flux des commodités

[10] Le facteur de disponibilité est paramétrable de façon équivalent pour l'ensemble des tranches horaires ou de façon annuelle. Par exemple, AF est 0 durant les tranches horaires nocturnes pour l'énergie solaire et 0,85 pour un central nucléaire durant toute l'année.

Il permet de s'assurer que la somme des commodités produites (importations, productions minières, output des technologies précédentes, output des technologies de stockage) soit supérieure ou égale à la somme des commodités consommées (exportations, entrées des technologies suivantes, entrées des technologies de stockage) (Loulou, 2008).

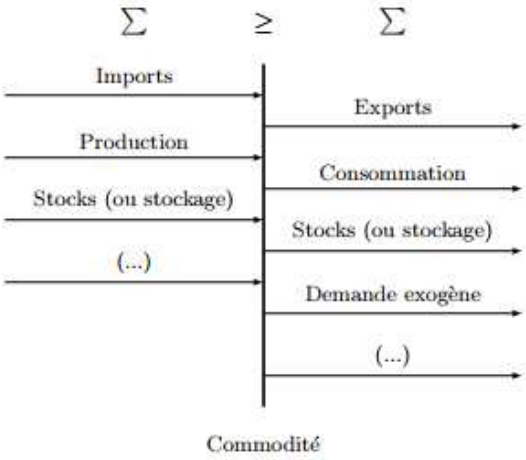


Figure 1.14. Contrainte d'équilibre des flux de commodité schématisée (Drouineau, 2011)

Relations entre les flux d'un procédé

La contrainte décrit les flux de commodités entrants et sortants d'un procédé de façon plus souple. La somme des commodités sortantes/entrantes de même type (énergie, émissions, matériaux) est fixée par rapport à la somme des commodités entrantes/sortantes, laissant libres les proportions des différentes commodités appartenant au PCG.

$$\sum_{c \in Sorties(p)} FLOW(r,t,p,c,s) = FLOFUNC(r,cg1,cg2,s) * \sum_{c \in Entrées(p)} FLOW(r,t,p,c,s) \quad \textbf{(1.8)}$$

Répartition des flux d'une technologie flexible

Cette contrainte permet de limiter les flux de commodités entrant ou sortant d'un procédé.

$$FLOW(c) \leq, \geq, = FLOSHAR(c) * \sum_{c' \in CG} FLOW(c') \quad \textbf{(1.9)}$$

Contrainte de réserve de capacité pour la période de plus forte demande

Elle est définie pour les procédés ayant un découpage temporel selon différentes tranches horaires. La contrainte permet de s'assurer que la capacité installée totale des technologies produisant une commodité pendant une période t, dans chaque région r, soit supérieure à la puissance moyenne appelée pendant la tranche horaire de plus forte demande (*peak*), augmentée d'un pourcentage défini. Cela permet de sur dimensionner le système par rapport aux besoins de la période de plus forte demande tout en assurant une marge de sécurité pour pouvoir faire face aux possible aléas.

$$\sum_{p\ produisant\ c} Peak(r,p,c,s) * FLOW(r,t,p,c,s) + TRADE(r,t,p,c,s,i) \geq [1 + RESERVE(r,t,c,s)] * \left[\sum_{p\ consommant\ c} FLOW(r,t,p,c,s) + TRADE(r,t,p,c,s,e) \right] \quad (1.10)$$

Contraintes utilisateurs

L'utilisateur peut également spécifier différentes contraintes additionnelles pour mieux représenter une spécificité du système étudié. Il est possible de limiter l'utilisation d'une ressource ou de ralentir le développement d'une technologie et aussi de borner les émissions de GES.

Comme précisé précédemment, les modèles d'optimisation bottom-up de la famille TIMES repose sur une représentation technologique détaillée du système énergétique. La filière des bioénergies est elle aussi implémentée dans le modèle TIAM-FR à un degré plus ou moins désagrégé.

1.3.2. Défis du secteur de la bioénergie à implémenter dans le modèle TIAM-FR

Dans le modèle TIAM-FR, l'extraction de la biomasse primaire s'effectue à travers 8 processus dont trois sont dédiés à la biomasse solide et se distinguent par leurs niveaux de coûts (MINBIOSLD0, MINBIOSLD1, MINBIOSLD2), un est consacré au gaz de décharge (MINBIOGAS0), un autre aux déchets industriels (MINBIOBIN0), un aux déchets municipaux, un aux cultures énergétiques (MINBIOCRP0) et un dernier à la biomasse liquide (MINBIOLIQ0).

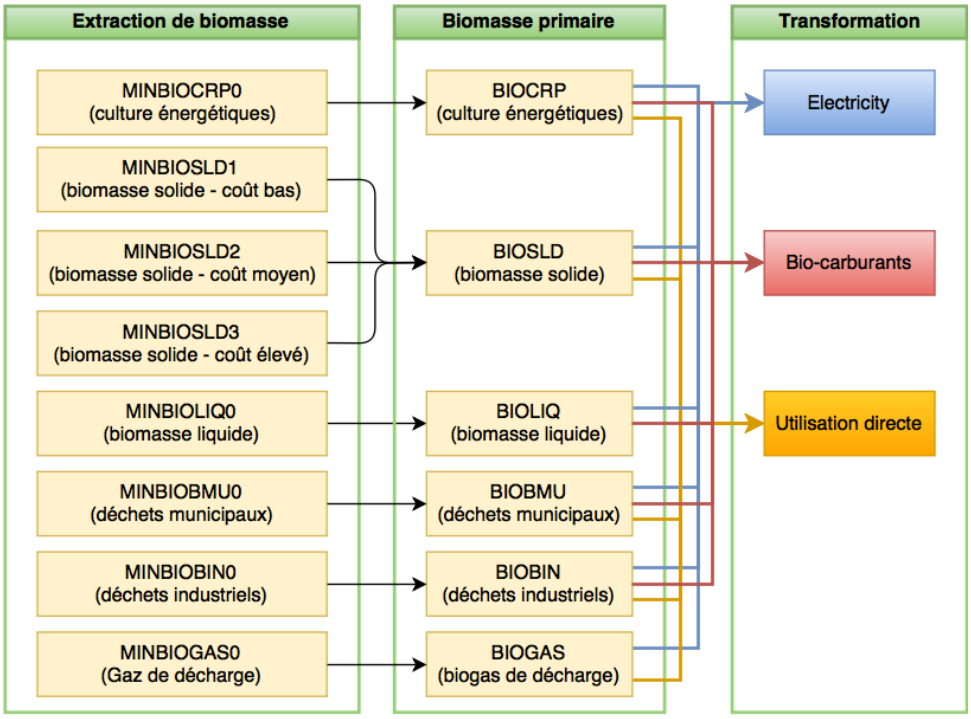


Figure 1.15. Chaîne précédente de la bioénergie dans le modèle TIAM-FR

De cette phase d'extraction, il ressort ainsi 5 commodités agrégées représentant la biomasse primaire qui sont ensuite transformées afin de servir des usages secondaires (électricité, biocarburant) ou finaux (cuisson, chauffage, etc.). Ainsi, la biomasse solide (BIOSLD), les cultures énergétiques (BIOCRP), le gaz de décharge (BIOGAS), les déchets industriels (BIOBIN), les déchets municipaux (BIOBMU) et la biomasse liquide (BIOLIQ) servent à remplir les différents usages énergétiques. Pour autant, cette présentation ne permet pas aisément de détailler les différents schémas de conversion et d'utilisation de la bioénergie selon les caractéristiques intrinsèques et extrinsèques de la biomasse et notamment d'intégrer et de discuter les questions liées aux potentiels différentiés d'une ressource à une autre, de pouvoir contrôler la compétition avec des commodités alimentaires mais aussi de discuter des échanges internationaux au niveau des ressources primaires, secondaires et finales.

1.3.2.1. Cultures énergétiques (BIOCRP)

S'agissant des cultures énergétiques, un seul agrégat représente l'ensemble des cultures énergétiques à des fins de transformations diverses. Ceci fait envisager la problématique de la caractérisation spécifique des cultures dans la phase de transformation, notamment pour la production de biocarburant (figure 1.16). D'abord, la 1ère génération de technologies de production de biocarburant peut présenter des techniques différentes : la fermentation à base de plantes sucrières ou contenant de l'amidon, la transestérification et l'hydrotraitement via l'extraction à partir des plantes oléagineuses (Faaij, 2006a ; Faaij, 2006b ; McKendry, 2002). Ensuite, la 2ème génération de biocarburant est produite via des procédés de production d'éthanol à partir des celluloses, et de carburants de synthèse par pyrolyse rapide et par gazéification à la base des ressources lignocellulosiques. Les lignocelluloses sont typiquement transformées en biomasse ligneuse, graminées vivaces et résidus comme la paille.

La structure de TIAM-FR permet de représenter la production de 2ème génération de bioéthanol à partir des cultures énergétiques, par contre, la 2ème génération de biodiesel est produite uniquement par la biomasse solide. En conséquence, cette structure ne permet pas d'appréhender le potentiel de la biomasse agricole suivant les utilisations correspondantes et justifie une description plus fine.

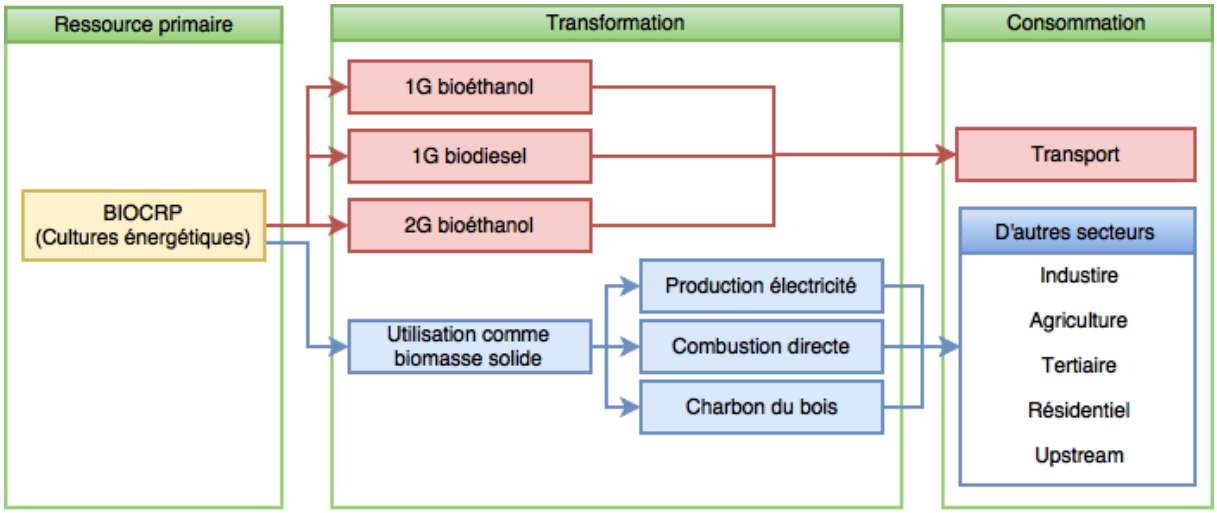


Figure 1.16. Représentation de la filière issue des cultures énergétiques dans le modèle TIAM-FR

1.3.2.2. Biomasse solide (BIOSLD)

La biomasse solide est aussi représentée de manière agrégée (figure 1.17) dans le modèle. Différents types de biomasse solide primaire sont seulement distingués dans la phase d'extraction suivant 3 hypothèses sur les coûts de production et sont tous agrégés ensuite en une seule commodité « BIOSLD » pouvant alors servir à différents processus de conversion. De la même manière que pour les cultures énergétiques, les diverses caractéristiques des biomasses solides ne sont de fait pas prises en compte et gagneraient ainsi à être représentées. Par exemple, les résidus agricoles connaissent une attention croissante comme ressource prometteuse pour le déploiement de la 2ème génération de biocarburant (Fischer et al., 2010). Les résidus agricoles étant des ressources facilement accessibles comme les sous-produits de la production des cultures alimentaires et vivrières, l'utilisation de ces ressources peut augmenter le potentiel des cultures énergétiques (de Vries et al., 2010). En outre, les résidus agricoles secondaires sont considérés comme présentant moins de risque sur la dégradation de la biodiversité parce que ces productions ne sont pas liées spécifiquement aux caractéristiques biologiques des terrains (Franke et al., 2012).

La structure précédente ne permettait pas de lier directement l'utilisation des résidus agricoles pour la 2ème génération de bioéthanol. En outre, ni la production ni la consommation des pellets n'étaient représentées dans la chaîne énergétique alors que elles prennent elles aussi une place de plus en plus importante dans le marché des bioénergies.

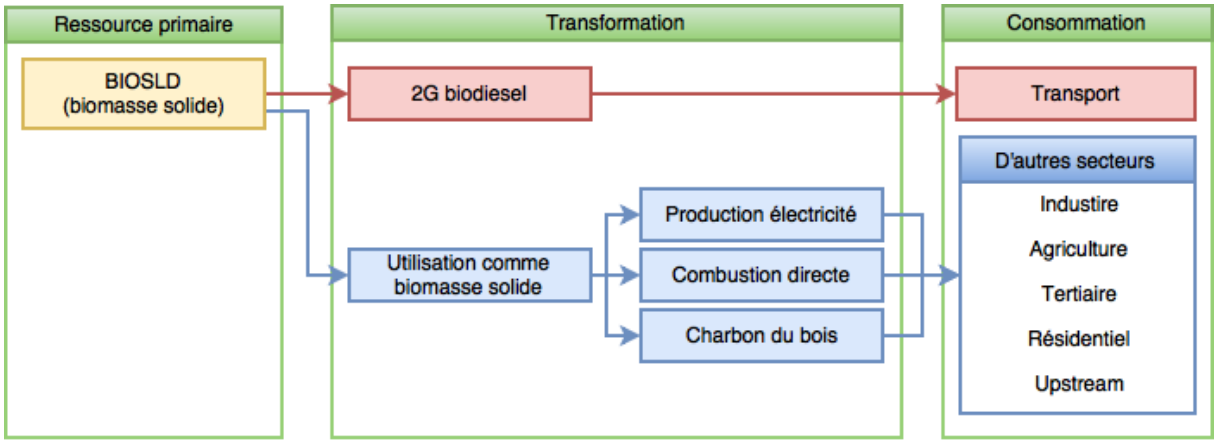


Figure 1.17. Chaîne précédente des biomasses solides dans le modèle TIAM-FR

1.3.2.3. Echanges internationaux

Comme précisé précédemment, les échanges de ressources biomasses ne sont pas intégrés dans le modèle. Or, le marché des bioénergies est en phase du développement rapide non seulement pour la production et la consommation domestique mais aussi dans les échanges internationaux. Le tableau 1.3 et la figure 1.18 recensent les flux des échanges internationaux de la bioénergie pour le bioéthanol, le biodiesel et le granulé de bois ainsi que d'autres formes de bioénergie dont les données ont été recueillies depuis différentes sources. Selon ces données, les échanges

internationaux de la bioénergie ont dépassé 2,9 EJ en 2011, qui représente environ 5 % du total de l'offre mondiale d'énergie primaire de la même année.

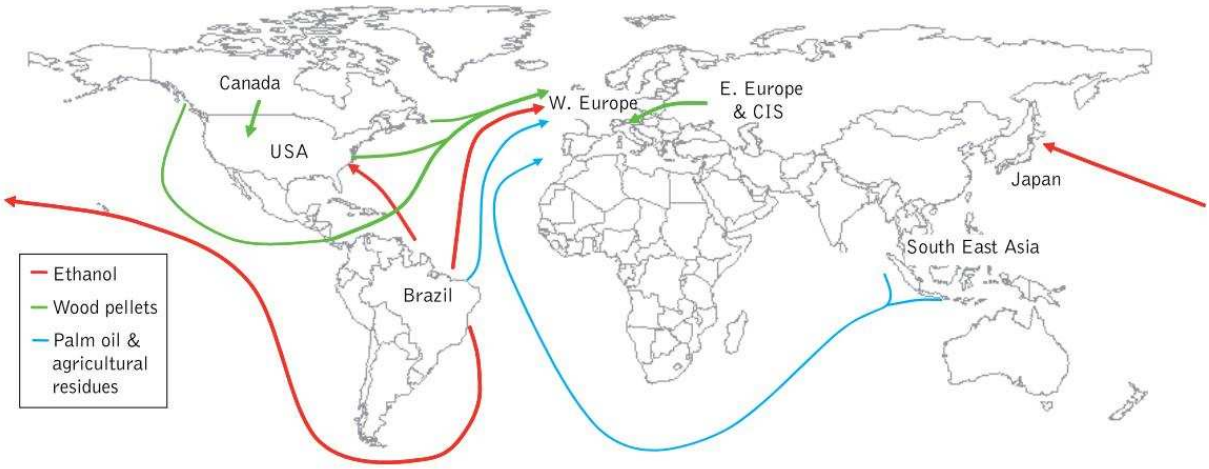


Figure 1.18. Le flux des échanges internationaux de la bioénergie (extrait de IEA bioenergy (Bauen et al., 2009)**)**

De plus, considérant que ce ne sont pas uniquement les bioénergies finales, comme le bioéthanol et le biodiesel, qui sont échangées, on constate que les ressources primaires, qui sont représentées dans le même tableau en tant qu'«échanges indirects » prennent aussi une place significative dans le marché global de la bioénergie : 20 % (>690 PJ) de la totalité des échanges (3 EJ). Nous constatons ainsi que la désagrégation des ressources primaires de la bioénergie dans le modèle TIAM-FR est indispensable afin d'implémenter les échanges inter-régionaux. Elle est également nécessaire pour refléter l'évolution du système énergétique, plus spécifiquement, celle de la bioénergie mondiale dans le futur. L'introduction des échanges internationaux des ressources primaires de la bioénergie nécessite de détailler l'amont de la chaine de la bioénergie. La structure précédente du modèle TIAM-FR dans la phase d'extraction ne distinguait pas différentes types de cultures énergétiques ni de biomasses solides comme les résidus agricoles, forestières et les bois. Cette nécessité de détailler ces ressources primaires depuis la phase d'extraction s'impose non seulement pour activer les échanges interrégionaux, mais aussi pour refléter les politiques actuelles concernant la bioénergie.

Actuellement, les pays du monde limitent de plus en plus l'utilisation des ressources comestibles pour l'alimentation humaine à des fins de production de la bioénergie pour des raisons de sécurité alimentaire et donc afin d'éviter un éventuel conflit l'usage alimentaire. Par exemple, les gouvernements chinois et indien ont mis en place des régulations qui restreignent l'utilisation de la canne à sucre et des graines oléagineuses pour produire le biocarburant liquéfié. Cependant, un seul agrégat de l'ensemble des cultures énergétiques précédemment présenté dans la phase d'extraction du modèle TIAM-FR ne permet pas d'appliquer ce type de politique à cause de l'impossibilité de l'imposition des contraintes sur les cultures spécifiques.

Tableau 1.3. Le bilan des échanges internationaux de la bioénergie (collecté depuis plusieur soruces)

	Volume d'échanges	Année	Importateur et exportateur principaux	Source
Bioéthanol	127 PJ	2011	Brésil, Chine, Etats-Unis, Europe, Japon	(Food and Agricultural Policy Research Institute : Iowa State University, 2012)
Biodiesel	88 PJ	2011	Argentine, Etats-Unis, Malaisie, Indonésie	
Granulés de bois	167 PJ	2012	Europe, Canada, Etats-Unis	(Junginger et al., 2011), (FAO, 2015b)
Bois-énergie	82 PJ	2011	Europe, Afrique du Sud, Canada, Etats-Unis	(FAO, 2015b)
Charbon de bois	20 PJ	2006	N/A	(Bauen et al., 2009)
Huile végétale et graines	>60 PJ	2006	EU, Argentine, Malaisie, Indonésie	(Bauen et al., 2009)
Bois industriels	1 165 PJ	2011	Europe, Chine, Inde, Canada, Malaisie	(FAO, 2015b)
Copeaux de bois et particules	635 PJ	2011	Europe, Vietnam, Thaïlande, Etats-Unis, Canada, Russie, Indonésie, Australie, Nouvelle Zélande	(FAO, 2015b)
Echange indirect	630 PJ	2006	N/A	(Bauen et al., 2009)
Total	2 974 PJ			

Ces dernières années, de nombreux pays ont ainsi soutenu le développement des technologies de conversion de la biomasse mettant en place diverses aides publiques. Associée à des enjeux environnementaux globaux, de sécurité énergétique et d'accès à l'énergie (propre), la bioénergie est considérée comme une solution pertinente dans la transformation attendue de nos sociétés. Au regard du développement important qui peut être ainsi attendu de la filière bioénergie, une représentation plus encline à prendre en compte les caractéristiques de la filière dans notre outil d'aide à la décision de long terme permettrait d'appréhender les questions de développement sous-jacentes, les potentiels futurs, les obstacles à lever. Nous avons identifié trois sujets importants pour le développement du modèle TIAM-FR : (1) la désagrégation des ressources primaires, (2) l'enrichissement du schéma de conversion (3) la configuration des échanges internationaux pour pouvoir analyser plus finement le positionnement de la bioénergie dans le futur. Les défis identifiés donnent lieu à différents développements décrits dans le chapitre 2.

Chapitre 2 : Modélisation prospective du secteur bioénergie : Apports à l'architecture technologique du modèle TIAM-FR

Ainsi, afin d'apporter une analyse plus éclairée des perspectives long terme d'évolution de la filière bioénergie et par là-même le rôle de cette dernière dans les transformations à venir des systèmes énergétiques, différents développements ont été apportés au modèle TIAM-FR. Plus précisément, ces développements visaient à affiner la représentation de la filière bioénergie afin de tenir compte des défis du secteur présentés précédemment :

- Désagrégation des ressources biomasses primaires par type de cultures ;
- Modification de l'architecture technologique : de la phase d'extraction à la consommation ;
- Implémentation des échanges interrégionaux de ressources biomasses.

En apportant ce degré de précision supplémentaire à la chaîne d'offre des bioénergies, ces développements permettent en effet d'apporter une analyse plus pertinente de la place qui peut être attendue des ressources biomasses dans l'objectif de décarbonation des systèmes énergétiques d'ici la fin du siècle. Ces développements permettent en effet de considérer l'évolution des potentiels des ressources suivant l'impact du changement climatique sur la productivité des cultures par exemple mais aussi selon les croissances démographiques à travers les demandes alimentaires et l'usage des sols. A ce titre, comme précisé dans le précédent chapitre, la question des biocarburants de première génération est déterminante car entrant directement en concurrence avec la chaîne alimentaire. Cette génération est actuellement produite à l'échelle industrielle mais est amenée à entrer prochainement de plus en plus en concurrence avec les technologies de seconde génération exploitant les matières cellulosiques et dont les perspectives de déploiement se dessinent à moyen terme. La place future des biocarburants en est ainsi conditionnée. De même se pose la question de l'impact du développement des échanges de bioénergies sur le devenir de la filière et de sa contribution dans la lutte contre le réchauffement climatique.

La désagrégation des ressources entrant dans la chaîne d'offre de la bioénergie et l'introduction des échanges internationaux de ces ressources a conduit à retravailler et restructurer les phases d'extraction, de transformation et de consommation des ressources biomasses. Ce chapitre vise à décrire et expliquer les développements apportés et les choix qui ont dû être faits tout au long de la restructuration du modèle.

2.1. Phase d'extraction

Ainsi, les ressources primaires biomasses, à savoir les cultures énergétiques et la biomasse solide, prises en compte dans le modèle ont été détaillées, conduisant de facto à l'extension de représentation de la phase d'extraction du modèle. Une nouvelle structure a ainsi été implémentée conduisant à un travail spécifique de calibration et surtout d'évaluation des coûts.

2.1.1. Structure

S'agissant des cultures énergétiques, l'implémentation des nouvelles ressources primaires et leur association avec les procédés correspondants de transformation suivant les caractéristiques des ressources constituaient un enjeu pour le développement du modèle TIAM-FR. Par exemple, comme déjà précisé, l'introduction des commodités telles les ressources lignocellulosiques et

lignocellulosiques herbacées était importante suite à l'émergence des biocarburants de seconde génération. La représentation de la filière à partir des cultures permet ainsi d'introduire la compétition d'usage de sol entre les cultures énergétiques (voir la figure 2.1), élément déterminant pour estimer le potentiel des bioénergies. Dans la nouvelle structure implémentée, la surface disponible dédiée à la production de la bioénergie va être allouée aux technologies de la production de chaque culture en fonction de choix de modèle à la base des coûts totaux en demande finale.

Il faut noter que chaque production d'une culture génère un résidu de récolte. Ce résidu est comptabilisé dans le potentiel de la ressource hormis pour les cultures dont les informations étaient manquantes quant à la génération des résidus (c'est-à-dire jatropha, miscanthus, panic érigé). Cette modification nous permet maintenant des contrôles spécifiques aux cultures, une visibilité des ressources agricoles qui sont exploitées et à quelles fins. Cette désagrégation nous permet également de les considérer dans les échanges internationaux de ressources primaires possibles.

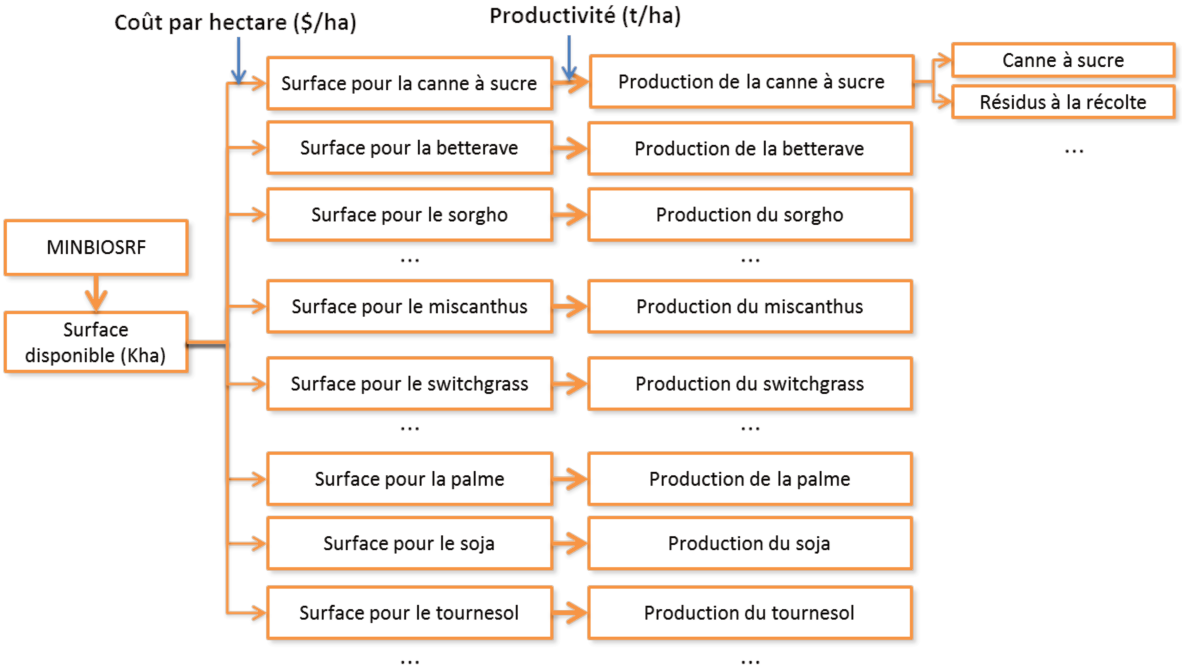


Figure 2.1. Nouvelle structure des cultures énergétiques (Phase d'extraction)

Les résidus agricoles peuvent être distingués en deux catégories au regard de la production dont ils découlent. Un premier type de résidus agricoles constituent les matières issues de la récolte des cultures qui sont laissées dans les champs. Un second type de résidus agricoles provient de la transformation des cultures en produits finaux. La bagasse et la mélasse résultent de la production des sucres pendant que les tourteaux des cultures oléagineuses sont générés pendant l'extraction de l'huile végétale. Ces types de résidus agricoles peuvent être récupérés non seulement pour la production alimentaire mais aussi pour la production de bioénergie. Ainsi, dans la nouvelle structure de TIAM-FR : l'un provient directement de la production alimentaire et est estimé par le biais d'un calcul exogène au modèle (ce calcul est expliqué dans le chapitre 1) ; l'autre est produit de manière endogène suivant la production de bioénergie résultant de l'optimisation du modèle.

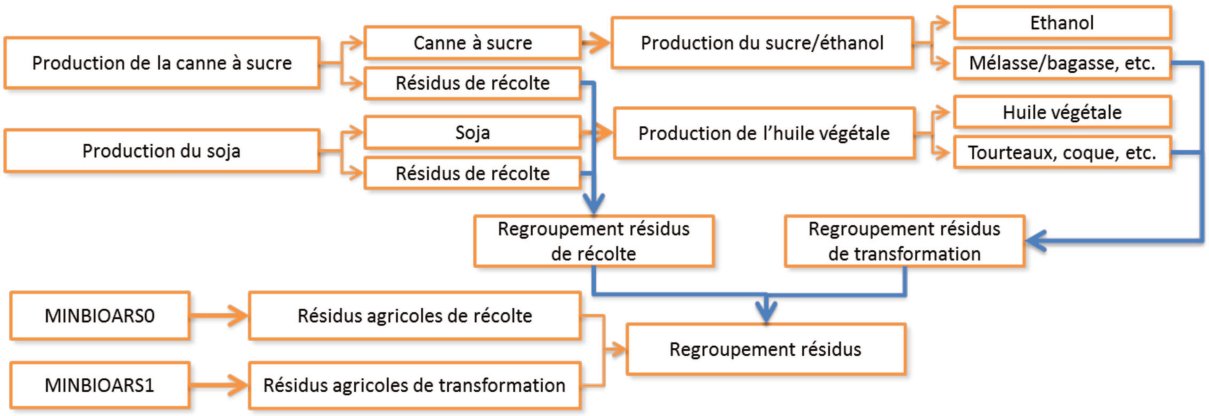


Figure 2.2. Nouvelle structure de la chaîne des résidus agricoles

La biomasse forestière était également représentée de manière assez simplifiée en étant représentée uniquement par une commodité, la biomasse solide, sans distinction de l'origine des ressources. Nous avons de ce fait distingué trois types de biomasses forestières dans la nouvelle structure. Tout d'abord, l'offre de bois est représentée séparément à partir d'une technologie d'extraction « *MINBIOWOOD* ». Ensuite, nous avons considéré la production des résidus de coupes forestières. Ce résidu est regroupé avec celui qui provient de l'abattage des bois industriels (le calcul est présenté dans le chapitre suivant). Le potentiel de ce deuxième résidu de coupe est implémenté à travers la technologie d'extraction « *MINBIOLOG* ». Enfin, le dernier procédé d'extraction « *MINBIOPRC* » concerne l'approvisionnement des résidus de transformation. La raison pour laquelle nous avons distingué les deux types de résidus est principalement liée à la production des pellets. Etant donné que les résidus de transformation ne requièrent pas de broyage au regard de leur forme d'origine, il est nécessaire que les processus de production des pellets sont différentiés par leurs intrants : bois ronds et sciure de bois (résidu de transformation). Par contre, toutes les types de biomasse forestière prouvent être regroupées dans une commodité « *BIOSLD* » préexistante dans la version initiale du modèle (voir la figure 2.3).

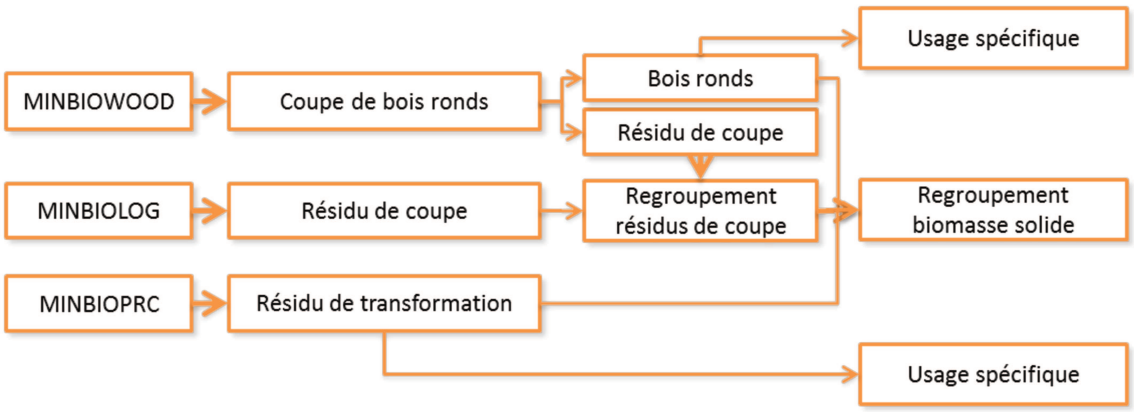


Figure 2.3. Nouvelle structure de la biomasse forestière

2.1.2. Calibration

Les nouvelles commodités introduites dans le modèle ont été calibrées dès l'année de base du modèle, à savoir 2010. Cette calibration a été sujette à quelques difficultés en ce sens où, d'une part, aucune source ne fournissait les informations quant à la production dédiée à la bioénergie par type de culture et où, d'autre part, la couverture et/ou le découpage géographique[11] des exercices identifiés dans la littérature ne correspondait généralement pas non plus à celle de modèle TIAM-FR. La calibration a donc été opérée par le biais d'une fourchette de bornes supérieure et inférieure par région. La production minimale de chaque culture ou groupe des cultures retenue est extraite de l'Etude des Perspectives Agricoles de l'OCDE et de la FAO (*Agricultural Outlook 2015-2024*) (OECD/FAO, 2015). Cette statistique offre directement la production des plantes pour la bioénergie à partir de l'année 1970 jusqu'à nos jours. Concernant les commodités agricoles qui y sont représentées, les céréales sont regroupées en un seul groupe alors que le blé, la canne à sucre et la betterave sont considérées séparément. La production des cultures oléagineuses est quant à elle incorporée dans la production de l'ensemble des huiles végétales destinées à un usage énergétique. La constitution de la borne inférieure est ainsi basée sur cette agrégation. Nous avons par ailleurs complété les informations relatives à la borne inférieure de la consommation des ressources primaires dédiées à la production de biocarburants pour les Etats Unis d'Amérique, l'Inde, l'Argentine, le Japon, l'Union européenne, le Brésil, la Chine, la Corée du Sud et la Malaisie, grâce à la base de données *FAPRI-ISU 2011 World Agricultural Outlook* (Carriquiry et al., 2011). Par contre, il a fallu dissocier les données fournies pour les régions Europe de l'Ouest (WEU) et Europe de l'Est (EEU) dans la mesure où l'OCDE ne les distingue pas et les considère dans l'Union européenne (à 28 pays) à la différence de TIAM-FR qui représente l'Europe en deux régions. A ce stade, nous avons conservé la répartition entre WEU et EEU qui était considérée jusque-là dans le modèle en ce qui concerne la production de bioénergie, à savoir une allocation de 95 % de la production totale européenne à la région WEU.

La borne supérieure est établie à partir de la catégorie « Autres utilisations » considérée dans la base de données de la FAO (FAO, 2015b ; FAO, 2001). Cette catégorie se rapporte à la quantité de produits utilisée à des fins non alimentaires y compris l'usage énergétique. Contrairement aux données disponibles dans *Agricultural Outlook 2015-2024, c*ette base de données couvre tous les produits agricoles primaires et secondaires par commodité et par pays (voir Annexe 3). L'objectif de cette contrainte est de borner la production domestique des commodités agricoles. En tenant compte de la notion de *Self-Sufficiency Ratio* (SSR), qui est expliquée dans le chapitre 3, la valeur de la consommation est convertie in fine en production domestique.

S'agissant des résidus agricoles, aucune base de données ne permet de renseigner ni la production ni la consommation des résidus agricoles dédiés à l'usage énergétique pour l'année de référence.

[11] De manière générale, pour la période 1970-2025, les pays/régions couverts sont les suivants : Canada, États-Unis, Union européenne (28), Norvège, Suisse, Russie, Ukraine, Australie, Nouvelle Zélande, Japon, Afrique du Sud, Algérie, Egypte, Ethiopie, Ghana, Mozambique, Nigéria, Soudan, Tanzanie, Zambie, Argentine, Brésil, Chili, Colombie, Mexique, Paraguay, Pérou, Uruguay, Bangladesh, Chine, Inde, Indonésie, Iran, Corée, Malaisie, Pakistan, Philippines, Arabie Saoudite, Thaïlande, Turquie, Vietnam, ainsi qu'un certain nombre de régions agrégées : Autres pays d'Europe de l'Ouest, Autres Pays d'Europe de L'Est, Autres pays d'Afrique du Nord, Autres pays Afrique Sub-saharienne, Amérique Latine et Caraïbes, Autres pays d'Amérique Latine, Asie Pacifique, Autres pays d'Asie Pacifique et les totaux OCDE, NON-OCDE, PMA, Pays en développement excluant les PMA, BRICS et Mondiaux. (Source : OCDE)

Toutefois, les données de l'Agence Internationale de l'Energie, sur lesquelles repose la calibration de l'année de référence du modèle en termes de demandes et de structures énergétiques, permettent de représenter la production primaire de l'agrégat « biomasse solide ». Cette catégorie « biomasse solide » inclut tous les types de résidus qu'ils soient forestiers ou agricoles ainsi que le bois-énergie. Il en résulte que la calibration est réalisée par rapport à la production de l'ensemble de ces ressources. Afin d'avoir la correspondance avec notre nouvelle classification, la consommation du bois-énergie et des résidus forestiers est calibrée en complément par la statistique de la FAO[12]. Par contre, la statistique de la FAO définissant « *wood residues* »[13] comme les résidus industriels, ces données sont uniquement appliquées à la production des résidus issus de la transformation.

2.1.3. Coûts

Etant donné que les coûts de production des cultures sont sensibles à la productivité de ces dernières (Chacón, Bongaerts, et Ragwitz, 2004), les coûts estimés par culture en unité de production que l'on peut trouver dans la littérature ne seront pas utilisés directement dans notre modèle, d'autant plus que plusieurs éléments, comme par exemple les différents temps de travail et manières de production, pourraient faire varier les coûts de production d'une culture à l'autre mais aussi d'une région à l'autre (Chum et al., 2011 ; Ericsson, Rosenqvist, et Nilsson, 2009). Ainsi, force est de constater que l'estimation des coûts de production selon les différentes régions et cultures est rarement disponible dans la littérature même si certaines études ont essayé d'estimer les coûts de production des cultures énergétiques dans une zone géographique ciblée, la majorité de ces études se focalisant sur la zone européenne.

Concernant les méthodologies, nous avons pu identifier trois méthodologies représentatives. En premier lieu, la méthodologie s'appuyant sur la valeur actuelle nette (VAN ou *Net Present Value*, NPV, en anglais) est souvent utilisée quand les informations sur les coûts de chaque entrée sont disponibles (Ericsson, Rosenqvist, et Nilsson, 2009 ; Krasuska et Rosenqvist, 2012 ; Sgroi et al., 2015 ; Stolarski et al., 2015). Elle vise plus précisément à calculer le coût de base à partir de données d'enquête qui détaillent tous les éléments nécessaires pour produire une unité de culture énergétique et ses propres coûts. Ce coût de base observé est ensuite régionalisé suivant les différences de coûts de tous les éléments pour chaque région par rapport aux coûts observés. Dans ce cadre, la nécessaire disponibilité des données apporte une difficulté exponentielle pour nos diverses commodités agricoles et la représentation géographique du modèle. Une deuxième méthode consiste à régionaliser uniquement les coûts d'engrais, les coûts du travail en maintenant identiques les autres coûts pour toutes les régions, tel que cela a été appliqué dans une étude sur l'évaluation des coûts de la biomasse en Europe (de Wit et Faaij, 2010). De la même manière par contre, les prix de marché des engrais et les besoins d'engrais par culture et par région sont très rarement disponibles à l'échelle mondiale sauf pour les pays européens. De plus, cette méthodologie ne permet pas de refléter la variation des coûts selon le niveau de mécanisation qui accompagne l'évolution des productivités puisque le capital et le nombre d'heures de travail requis

[12] La rubrique « Forêts Production et Commerce » dans le jeu de donné « Forêts » fournit l'information sur la production des bois-énergie et des résidus du bois par pays et par année.

[13] Définition de la FAO (en anglais) - *1620 WOOD RESIDUES : Miscellaneous wood residues; Wood residues which have not been reduced to small pieces. They consist principally of industrial residues, e.g. sawmill rejects, slabs, edgings and trimmings, veneer log cores, veneer rejects, sawdust, bark (excluding briquettes), residues from carpentry and joinery production, etc.*

restent constants tout au long de la période de la projection. La troisième méthodologie, que l'on trouve dans les études de l'estimation des coûts de biomasse agricole à l'échelle globale (Hoogwijk et al., 2009 ; Hoogwijk, 2004 ; Winchester et Reilly, 2015), utilise quant à elle une fonction de production CES (*constant elasticity of substitution*, à élasticité de substitution constante) pour la régionalisation des coûts de production et la variation en termes de productivité, de coûts de travail et de capital. Etant donné la nouvelle structure implémentée dans le modèle pour la phase d'extraction, introduisant différentes productivités par région, nous considérons que cette dernière approche s'adapte mieux à l'estimation des coûts de productions des ressources agricoles. Toutefois, il convient d'être attentif à la détermination de l'élasticité de substitution car, d'une part, cette élasticité peut varier selon les différentes ressources et régions, et d'autre part, les études sur l'élasticité de substitution sont particulièrement hétérogènes.

2.1.3.1. Les coûts de production des cultures énergétiques

En raison du manque de disponibilité des informations sur les prix de chaque entrée pour chaque région, toutes les entrées hormis la terre et le transport sont agrégées en deux facteurs de coût de production : capital et travail. Cette agrégation a déjà été utilisée dans l'étude de Hoogwijk (Hoogwijk et al., 2009). Dans une autre étude (Winchester et Reilly, 2015) qui a introduit la fonction de CES, les consommations des engrais et d'énergie dans la production agricole sont séparées depuis l'agrégat du capital. La substitution des facteurs intervient ensuite à un niveau de désagrégation plus élevé et étendu. Néanmoins, la désagrégation du coût de production nécessite des informations sur les coûts initiaux pour chaque entrée, qui ne sont souvent pas disponibles. Nous privilégions donc la composition de capital appliquée dans l'étude de Hoogwijk. Dans notre méthodologie, le capital, le travail, la terre et le transport sont les quatre éléments qui constituent le coût de production total d'une ressource agricole.

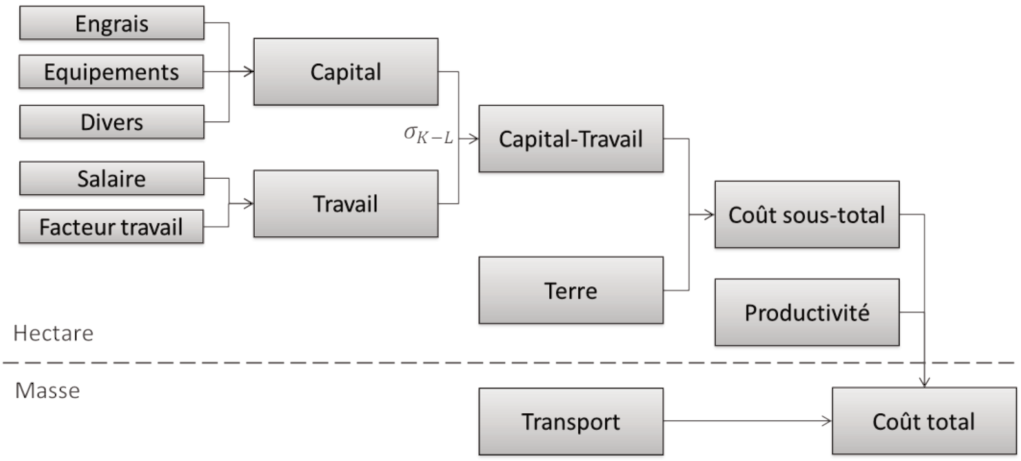


Figure 2.4. Structure de coût de production

Dans l'étude de Hoogwijk (Hoogwijk et al., 2009), une fonction de Cobb-Douglas est appliqué (équation (2.1)) (Cobb et Douglas, 1928)) en supposant une élasticité de substitution de 1. Mais, elle attribue une part constante de capital dans le coût de production à hauteur de (α = 0,65), et celle du travail ($\beta = 1 - \alpha$). On notera que celles retenues dans la littérature sont comprises entre 0,45 et 0,95 (Van Den Broek, Van Wijk, et Turkenburg, 2002).

$$Y = cK^{\alpha}L^{1-\alpha} \quad \textbf{(2.1)}$$

Où K est le capital ; L et le travail ; c est la productivité ; Y est la production

Tel que constaté dans plusieurs études (Alvarez-Cuadrado, Ngo, et Poschke, 2011 ; Andrikopoulos et Brox, 1992 ; Kaneda, 1982 ; Martin et Havlicek, 1977 ; Othman et Baharuddin, 2015 ; Substitution, Change, et Introduction, 2012 ; Wang, Yamauchi, et Huang, 2016), la substitution entre le capital et le travail dans le secteur agricole apparait comme une évidence historique pendant des décennies. Notamment, plusieurs études (Martin et Havlicek, 1977 ; Wang, Yamauchi, et Huang, 2016) concluent que l'augmentation du coût du travail et l'amélioration des productivités induisent une substitution du travail avec le capital qui est souvent interprétée comme résultant de la mécanisation croissante. Il est donc nécessaire de prendre en compte la substitution des facteurs (travail et capital) dans la production agricole afin de répondre à l'évolution des productivités. Dans cette thèse, nous avons donc décidé d'appliquer la théorie de substitution des facteurs en introduisant la fonction de CES emboîtée. La fonction CES ainsi appliquée est décrite dans l'équation (2.2) (Arrow et al., 1961 ; Martin et Havlicek, 1977).

$$Y = [(\alpha_0 K)^{-\rho} + (\beta_0 L)^{-\rho}]^{-\frac{1}{\rho}} \quad \textbf{(2.2)}$$

où Y est la productivité (t/ha) ; K est le capital ($ ha^{-1} année^{-1}) ; L est le travail ($ ha^{-1} année-personne^{-1}) ; α_0 et β_0 sont les paramètres initiaux de distribution ; ρ est le paramètre qui définit l'élasticité de substitution (Chiang, 2005) (Equation (2.3)) ;

$$\sigma_{K_L} = \frac{1}{\rho + 1} \quad \textbf{(2.3)}$$

Dans la littérature précédemment citée, les élasticités se situent à un niveau compris entre 0,1 et 0,95 suivant les différentes cultures et régions. En dépit de cette large variation, la majorité des élasticités dans la production agricole convergent entre 0,4 et 0,9 ainsi que dans le secteur agrégé « *Food and Tobacco* » (van der Werf, 2008). Dans cette thèse, nous avons choisi d'appliquer le médian des élasticités présentées dans d'autres étude, soit 0,65. En outre, nous supposons l'optimalité économique entre le capital et le travail qui permet la minimisation du coût de production. Celle-ci est décrite dans l'équation (2.4).

$$\frac{p_K}{p_L} = \frac{\alpha_0 K^{-\rho-1}}{\beta_0 L^{-\rho-1}} \quad \textbf{(2.4)}$$

Le coût initial du capital et du travail a été collecté dans plusieurs études nationales pour le maximum de commodités (tableau 2.1) Ces informations sont très éparses et difficiles à trouver. Quand elles sont disponibles pour plusieurs pays par rapport à une commodité spécifique, nous les avons imposées aux régions de TIAM-FR en fonction de la similarité de la productivité, du salaire et du niveau de développement économique.

Quant au salaire du travail par région, la statistique « LABORSTA » (ILO, International Labour Organization, [s.d.]) fournit les informations sur le salaire par pays et par secteur. Nous avons donc

retenu le salaire par heure du secteur agricole et pris la moyenne de l'ensemble des pays de chaque région. En ce qui concerne l'évolution du salaire, qu'on constate dans le monde avec des taux divers par example de 1,1 % en Suisse (2016) (Suisse Office fédérale de la Statistique, [s.d.]), de 2,4 % en Australie (2016) (FairWork OMBUDSMAN, [s.d.]), 11,7 % en Estonie (2016) (Statistics Estonia, [s.d.]), nous avons posé une hypothèse conservatrice d'une évolution annuelle de 1 %, en raison de la complexité à déterminer un taux de croissance par région.

Un autre élement important à considérer dans l'estimation du coût de production des ressources agricoles réside dans le coût de la terre. Il dépend de plusieurs conditions locales telles que la qualité du sol et la demande (Hoogwijk et al., 2009 ; de Wit et Faaij, 2010). Dans la literature précedemment citée, le coût de la terre est estimé soit sur la base du coût d'opportunié (Ericsson, Rosenqvist, et Nilsson, 2009 ; Hoogwijk et al., 2009), soit sur la base de la statistique sur le prix de la location de terre (Winchester et Reilly, 2015 ; de Wit et Faaij, 2010). Utiliser directement les prix de location de la terre pourrait conduire à une sur-estimation du coût dans la mesure où la méthodologie que nous avons employée pour l'estimation de la surface disponible dédiée à la production de biomasse primaire donne la priorité à la production alimentaire. Il est donc plus adéquat d'utiliser le coût d'opportunité pour le coût de la terre pour la production de la biomass primaire.

Ainsi, dans ce travail de thèse, nous avons utilisé le coût d'opprtunité de la terre estimé par l'étude de Hoogwijk (Hoogwijk et al., 2009) (tableau 2.2).

Tableau 2.1. Récapitulatif des coûts de production initiaux

		Capital (Inclus Engrais) ($\$_{2000}$/ha)	Travail ($\$_{2000}$ / ha)	Productivité (t/ha)
Cultures amylacées				
Blé, maïs	Afrique[14] (Odhiambo et Kristanson, 1996)	322.7	111.0	4.0
	Inde (Navadkar et al., 2012 ; TamilNadu Agricultural University, [s.d.])	562.0	337.5	4.0
	EU-15 (European Commission - Agriculture and Rural Development, 2013)	622.9	256.9	6.9
	US (Khanna, Dhungana, et Clifton-Brown, 2008 ; Meade et al., 2016)	758.7	49.8	9.1
	Argentine (Meade et al., 2016)	376.0	111.9	6.8
	Brésil (Meade et al., 2016)	614.1	22.0	5.3
	Chine (Hu et Zimmer, 2013)	689.4	441.6	5.7
	Corée (KOSIS (Korean Statistical Information Service), [s.d.])	2397.8	887.2	5.4
Sorgho	Inde (Zalkuwi, 2015)	277.8	49.2	1.8
	Nigeria (Zalkuwi, 2015)	167.4	25.0	1.8

[14] Kenya, Uganda, Tanzanie

		Capital (Inclus Engrais) ($\$_{2000}$/ha)	Travail ($\$_{2000}$ / ha)	Productivité (t/ha)
Cassava	Nigeria (Toluwase et Ekiti, 2013)	71.3	196.7	40.0
	Bangladesh (Afreen et Haque, 2014)	109.8	654.0	8.1
Jatropha	Inde (Goswami, Saikia, et Choudhury, 2012 ; Kumar Biswas, Pohit, et Kumar, 2010)	44.1	85.6	1.6
Cultures sucrières				
Canne à sucre	Brésil (PECEGE, 2016)	1788.5	254.4	76.5
	Inde (Ankasala Samba Siva Rao, 2014 ; Kumar et al., 2014)	1191.8	782.0	68.6
Betterave	USA (Ali, 2004)	1414.2	350.2	55.4
Cultures oléagineuses				
Soja	USA (Meade et al., 2016)	438.9	37.9	2.9
	Argentine (Meade et al., 2016)	242.5	111.9	2.5
	Brésil (Meade et al., 2016)	479.3	19.6	2.7
	Corée (KOSIS (Korean Statistical Information Service), [s.d.])	872.8	1331.1	1.5
Tournesol	USA (Pimentel et Patzek, 2008)	520.6	111.8	1.5
Colza	Canada (Parkhomenko, 2004)	197.1	22.3	1.6
	Allemagne (Parkhomenko, 2004)	622.5	169.2	4.0
	Chine (Parkhomenko, 2004)	119.4	363.4	2.1
Sésame	Népal (Ministry of agriculture Development (Neapal), [s.d.])	180.6	189.9	1.0
Palme	Indonésie (Parkhomenko, 2004)	245.6	181.4	2.8
Cultures lignocellulosiques herbacées				
Panic raide	USA (Khanna, Dhungana, et Clifton-Brown, 2008 ; Pimentel et Patzek, 2008)	161.0	65.0	10.0
Miscanthus	USA (Khanna, Dhungana, et Clifton-Brown, 2008)	777.0	141.2	20.0
Alpiste roseau	Suède (Hagstrom, 2006)	178.0	160.1	7.4
Cultures lignocellulosiques				
taillis à courte rotation	UK (Mitchell, Stevens, et Watters, 1999)	316.5	77.0	12.0

Nous avons également considéré les coûts de transport local estimé dans cette même étude de Hoogwijk (Hoogwijk et al., 2009) (tableau 2.2).

Tableau 2.2. Coûts de salaire, terre et transport appliqués

Régions	Salaire ($/heure) (ILO, International Labour Organization, [s.d.])	Terre ($/ha) (Hoogwijk et al., 2009 ; Hoogwijk, 2004)	Transport ($/t) (Hoogwijk et al., 2009 ; Hoogwijk, 2004)
AFR	2.2	26	6
AUS	11.6	13.5	3.9
CAN	14.7	66	4.95
CHI	0.8	418	4.8
CSA	3.5	125	3.9
EEU	2.9	72	5.7
FSU	1.9	29	5.7
IND	0.3	116	4.65
JPN	17.2	490	5.55
MEA	4.2	30.5	4.65
MEX	1.8	134	4.35
ODA	1.1	153	3.9
SKO	16.6	490	5.55
USA	21.4	151.5	4.65
WEU	15.1	136.5	6.75

Les courbes de coûts d'approvisionnement de la biomasse agricole primaire pour l'année 2050 telles qu'issues de la méthodologie précisée précédemment, sont présentées dans la figure 2.5. Dans cette représentation, trois scénarios ont été développés afin de comparer les coûts d'approvisionnement. Le premier scénario est un cas conservateur, intitulé « *LO* », qui ne permet d'exploiter que le reste de la surface agricole exploitée en 2010 après avoir répondu à la demande d'alimentation en 2050 et la surface déjà exploitée pour la production des cultures dédiées à la bioénergie en 2010. De plus, dans ce scénario, sont posées les hypothèses d'évolution des rendements agricoles introduits par le scénario climatique A1[15] et d'un niveau d'entrée de technologies moyen. Il s'agit donc d'un scénario qui permet le moindre potentiel d'approvisionnement en biomasse agricole. Sous ce scénario, le monde est ainsi estimé pouvoir exploiter environ 0,47 Mm2 de la surface pour la production de la biomasse agricole primaire. Dans cette condition, les coûts des ressources primaires agricoles sont les plus élevés des trois scénarios développés. Le deuxième scénario, « *MID-LO* », est un scenario considéré comme plus « réaliste » qui permet d'exploiter 25 % de pâturage pour la production de bioénergie en plus de la surface déjà utilisée pour la bioénergie en 2010. Il alloue environs 7,4 Mm2 de la surface à toutes les régions du monde. Quant à l'évolution des rendements agricoles, ils

[15] « Dans les précédents Rapports du GIEC, l'analyse reposait sur un faisceau de futurs possibles de nos sociétés et de nos modes de vie. Ces scénarios socio-économiques, organisés en 4 familles (A1, A2, B1 et B2), étaient traduits chacun en termes d'émissions de gaz à effet de serre pour le XXIème siècle. Concernant la famille de scénarios A1, sont supposées une croissance économique très rapide et répartie de façon homogène sur la planète, une population mondiale atteignant un maximum de 9 milliards d'individus au milieu du siècle pour décliner ensuite et enfin de nouvelles technologies énergétiquement efficaces introduites rapidement. »
http://www.meteofrance.fr/climat-passe-et-futur/le-giec-groupe-dexperts-intergouvernemental-sur-levolution-du-climat/les-scenarios-du-giec

suivent la même trajectoire que dans le premier scénario. Le troisième et dernier scénario, « *MID-HI* », suppose un progrès technologique maximum accompagné d'un niveau d'entrée de technologies maximal. Ce scénario permet d'exploiter 11 Mm2 de la disponibilité de surface pour la bioénergie.

La courbe des coûts d'approvisionnement de la biomasse est ainsi présentée suivant les trois scénarios étudiés et quatre groupes de biomasse agricole : cultures sucrières, cultures oléagineuses, cultures amylacées et cultures lignocellulosiques qui incluent aussi les cultures herbacées. Tout d'abord, s'agissant des cultures sucrières, leur potentiel en 2050 pourrait atteindre 9,8 EJ dans le scénario *LO*, 154 EJ dans le scénario *MID-LO* et 267 EJ dans le scénario *MID-HI*. Dans les scénarios *LO* et *MID-LO,* qui prévoient le même profil de rendements agricoles, un potentiel élevé de cultures sucrières (moins de 60 %) est disponible pour un coût de production inférieur à 4,3 $/GJ. Dans un intervalle de coût de production compris entre 4,3 et 6,6 $/GJ, environ 30 % du potentiel des cultures sucrières est disponible à des fins énergétiques. Par contre, seule une petite part du potentiel est disponible en dessus de 6,6 $/GJ. Dans le scénario *MID-HI* où le coût de production baisse à 3,8 $/GJ pour 60 % de potentiel total en raison du progrès technique maximal.

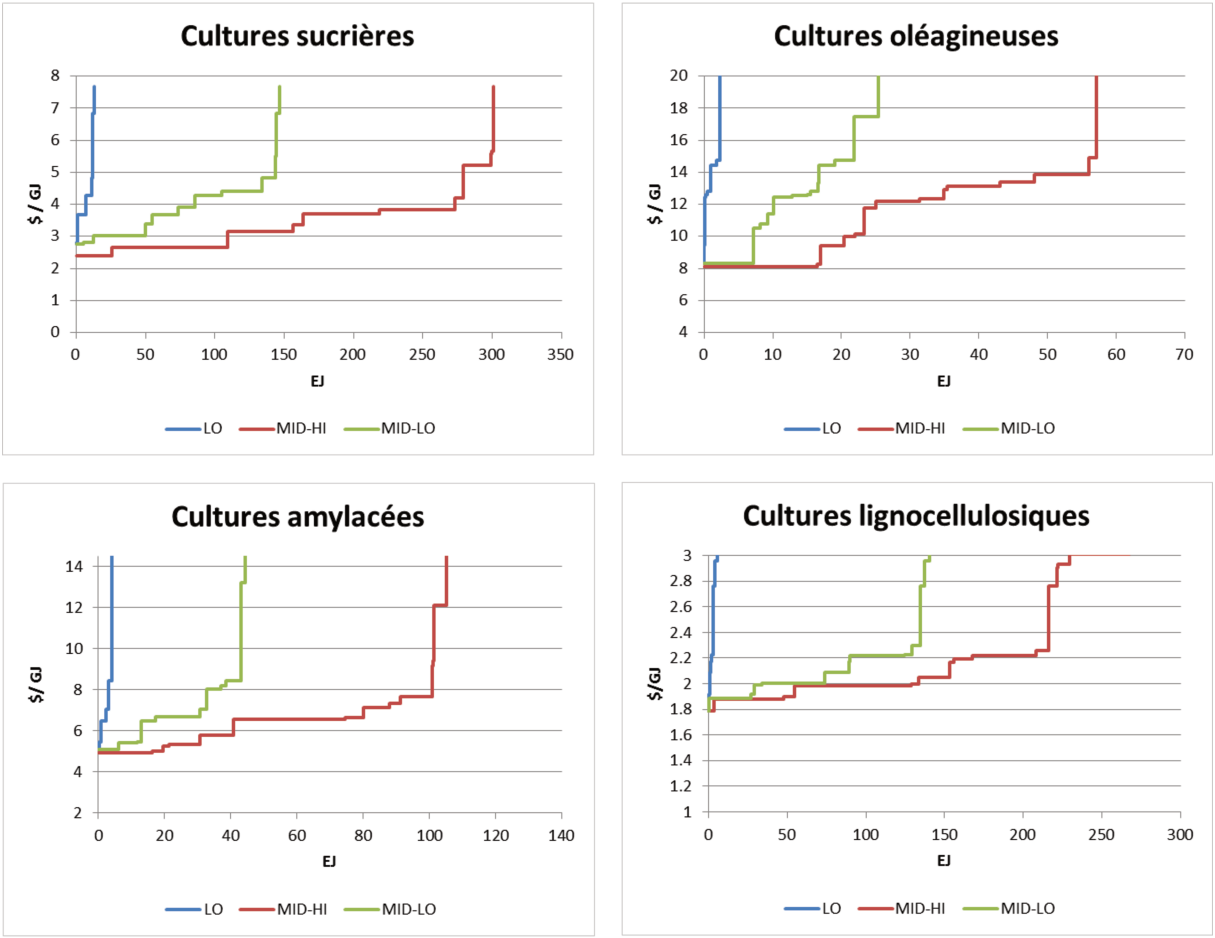


Figure 2.5. Courbes des coûts d'approvisionnement des cultures énergétiques en 2050

Deuxièmement, les cultures oléagineuses sont considérées comme les ressources les plus coûteuses par les ressources agricoles étudiées. Suivant les scénarios, 2 EJ dans le scénario *LO*, 25 EJ dans le scénario *MID-LO* et 57 EJ dans le scénario *MID-HI* sont mobilisables pour l'énergie en 2050. Les résultats mettent également en avant que seulement 30 % du potentiel est disponible à un niveau

de coût de production de 12 $/GJ pour le scénario *LO*, 10 $/GJ pour le scénario *MID-LO* et 8,1 $/GJ pour le scénario *MID-HI*. La plupart des cultures oléagineuses (60 %) sont disponibles en dessous de 12,5 $/GJ. En revanche, à un niveau de coût (très) élevé, à partir de 12,5 $/GJ, un large potentiel supplémentaire (30 % de la totalité) est disponible.

En ce qui concerne les cultures amylacées qui comprennent le maïs, le blé, le sorgho et le cassava, en 2050, 4 EJ (scénario *LO*), 50 EJ (scénario *MID-LO*) et 115 EJ (scénario *MID-HI*) pourraient être disponibles dans le monde. En détail, un grand potentiel (<65 % de l'approvisionnement total) de ces cultures est disponible 6,5 $/GJ pour les trois scénarios. A un niveau compris entre 6,5 $/GJ et 8,5 $/GJ, un potentiel modeste de (<30%) est disponible. Au-delà de 8,5 $/GJ, une part relativement faible pourrait être disponible.

Enfin, les cultures lignocellulosiques sont considérées comme les ressources les plus prometteuses avec la seconde génération de biocarburant suivies par les résidus agricoles et forestiers. Comparées aux autres cultures comestibles, elles attirent de plus en plus d'attention dans la mesure où d'une part, elles constituent un moyen d'éviter un conflit d'usage éventuel avec les besoins alimentaires et d'autre part, elles présentent un avantage économique (Glithero, Wilson, et Ramsden, 2013 ; Hinchee et al., 2009 ; Jones, 2017). Notamment, les taillis à courte rotation (TCR) peuvent être récoltés toute l'année. Cette caractéristique induit la baisse tant du coût de stockage que de la dégradation de la qualité due au stockage (Glithero, Wilson, et Ramsden, 2013). Cet avantage économique se retrouve également dans nos résultats. D'abord, les cultures lignocellulosiques sont estimées pouvoir approvisionner 9 EJ dans le scénario *LO*, 154 EJ dans le scénario *MID-LO* et 267 EJ dans le scénario *MID-HI* en 2050. De plus, en dessous de 2.2 $/GJ, 17 % dans le scénario *LO* et 58 % dans les scénarios *MID-LO* et *MID-H,* du potentiel total est disponible. En revanche, moins de 10 % du potentiel total est disponible au-delà de 3 $/GJ dans les scénarios *MID-LO* et *MID-HI* alors que le scénario *LO* présente environs 50 % de potentiel total à partir de 3 $/GJ.

Notre estimation sur les coûts de production de ces différentes cultures est comparable avec d'autres études malgré une configuration différente des coûts. Dans la littérature, les coûts de production se situent entre 1,0 et 9,0 $/GJ pour les cultures sucrières, entre 7,2 et 16 $/GJ pour les cultures oléagineuses, entre 3,3 et 17 $/ GJ pour les cultures amylacées et enfin entre 0,7 et 4 $/GJ pour les cultures lignocellulosiques (Chum et al., 2011 ; Gerssen-Gondelach et al., 2014 ; Hoogwijk et al., 2009).

2.1.3.3. Les coûts de production des résidus agricoles, forestiers et bois énergie

Concernant résidus agricoles et forestiers, les études portant sur l'estimation des coûts de production pour différentes régions et cultures sont rares. Dans cette thèse, nous avons suivi la méthodologie appliquée dans l'étude de (Daioglou et al., 2016) selon laquelle le coût de production pour les résidus agricoles est composé de 4 éléments : le coût de récolte, le coût d'opérations, le coût de stockage et séchage et enfin le coût de transport. Tout d'abord, le coût de récolte correspond aux coûts liés au hachage et à la mise en balles. L'étude de (Gallagher et al., 2003) estime le coût de récolte à 15,93 $\$_{1997}acre^{-1}$ à partir de 7,76 $\$_{1997}hr^{-1}$ de coût de main d'œuvre. Nous avons en effet déjà estimé le coût de main d'œuvre par région lors du calcul de coût de production pour les cultures énergétiques. En l'appliquant, le coût de récolte des résidus agricoles est ré-estimé et régionalisé dans notre calcul. Le deuxième élément qui constitue le coût de production des résidus agricoles est le coût d'opérations qui inclue le camionnage à la ferme qui est fixé à 0,1 $\$GJ^{-1}$

et le remplacement des nutriments à cause de l'enlèvement des résidus agricoles dont le coût moyen est imposé à 0,4 GJ^{-1}. Par ailleurs, nous avons imposé un taux d'enlèvement des résidus agricoles de 25 % afin de maintenir la fertilité du sol dans l'estimation du potentiel d'approvisionnement des résidus agricoles. Concernant le coût de stockage et séchage, un niveau de coût de 1,2 GJ^{-1} est appliqué selon l'étude de (Thompson et Tyner, 2014). Enfin, pour le coût de transport correspondant aux coûts de déplacement des résidus agricoles récoltés jusqu'aux sites de traitement, nous avons considéré que ce coût correspondait à celui des cultures énergétiques dans la mesure où les résidus agricoles à la récolte sont générés au même endroit que les cultures énergétiques. Par contre, le coût de transport des résidus agricoles en provenance des processus de transformation est considéré comme nul dans la mesure où les résidus sont générés dans les installations de transformation des graines (Daioglou et al., 2016 ; Junginger et al., 2001), ceci à condition qu'ils soient consommés sur place. Or, le modèle TIAM-FR permet d'utiliser les résidus pour différents usages comme la production de biocarburant et d'électricité ou encore l'usage thermique, qui nécessitent de les déplacer jusqu'au point d'usage. Il en résulte que nous avons imposé des coûts de transport au lieu de poser un coût nul pour les résidus agricoles de transformation.

Quant aux résidus forestiers de découpe, 3 composants de coût de production peuvent être identifiés dans la littérature (Daioglou et al., 2016 ; Eriksson et Gustavsson, 2010 ; Junginger et al., 2005). Tout d'abord, deux types de coût de transport doivent être pris en compte : le coût de transport depuis la zone forestière jusqu'au bord de la route (1) et le coût de transport jusqu'aux points d'usage (2). Selon la littérature, le coût de transport interne (1) varie entre 0,3 et 0,9 GJ^{-1}. Dans cette thèse, la valeur médiane de 0,6 GJ^{-1} est appliquée à toutes les régions. Le coût de transport jusqu'aux points d'usage (2) suit le même coût régionalisé pour les cultures énergétiques et les résidus agricoles. Enfin, les coûts additionnels (3) correspondent au droit de coupe, aux frais généraux, au recouvrement des empilements, aux frais d'opération et maintenance. Pour ce coût, nous avons appliqué le coût étudié par (Daioglou et al., 2016) de 0,5 GJ^{-1}. Concernant les résidus forestiers de la transformation, nous avons considérés les mêmes que pour les résidus agricoles de transformation qui incluent seulement le coût de transport.

En ce qui concerne le bois énergie, le coût de production retenu est celui extrait de l'étude du « *Outlook to 2060 for World Forests and Forest Industries* (Buongiorno et al., 2012) ». Cette étude projette le prix du marché des bois énergie jusqu'à l'année 2060 contrairement aux autres ressources biomasses pour lesquelles nous attribuons le coût de production. Toutefois, l'étude de (Hyde, 2012) met en avant que le coût de bois livré est très similaire au prix du marché. Sur la base de ce constat, nous avons supposé que le coût de production était égal à la projection du prix de marché du bois.

La figure 2.6 présente les coubres d'approvisionnement des résidus agricoles et de la biomasse forestière.

Dans la mesure où le potentiel de résidus agricoles est principalement dépendant de la production alimentaire doméstique, nous ne constatons que peu de différences entre les scénarios « *LO* », « *MID-LO* » et « *MID-HI* ». Quelque soit le scénario retenu, l'approvisionnement mondial est estimé pouvoir atteindre environ 33 EJ en 2050. Il faut cependant noter que le potentiel économique des résidus agricoles, dont les coûts sont inférieurs aux coûts de production des cultures

lignocellulosiques (< 2 GJ^{-1}), reste limité à 9 EJ dans le monde. Parmi les résidus agricoles, ce sont ceux issus des processus de transformation qui sont disponibles à moindre coût (<1 GJ^{-1}). Ils répresentent 25 % des résidus agricoles totaux en 2050. Plus de 10 % des résidus sont disponibles à 5 GJ^{-1}. Ces résultats sont comparables avec ceux trouvés dans la littérature. L'étude de Haq et Easterly (Haq et Easterly, 2006) a estimé que 25 % des résidus agricoles sont disponibles à un coût inférieur à 1,4 GJ^{-1} en 2050. Contrairement à notre étude, cette valeur n'exprime pas le coût de production mais le prix des résidus qui contient également le profit/bénefice pour l'agriculteur. Dans les études de (Purohit et Dhar, 2015), (Yang et al., 2005), (Jekayinfa et Scholz, [s.d.]) citées dans une publication de l'IIASA (Institut International pour l'Analyse des Systèmes Appliquées) (Rogner et al., 2012), le coût d'approvisionnement des résidus agricoles à la récolte atteint 46 ton^{-1} pour la plupart des résidus dans les pays développés en 2005, 25 $ ton^{-1} en Inde et 23,1 $ ton^{-1} au Nigeria.

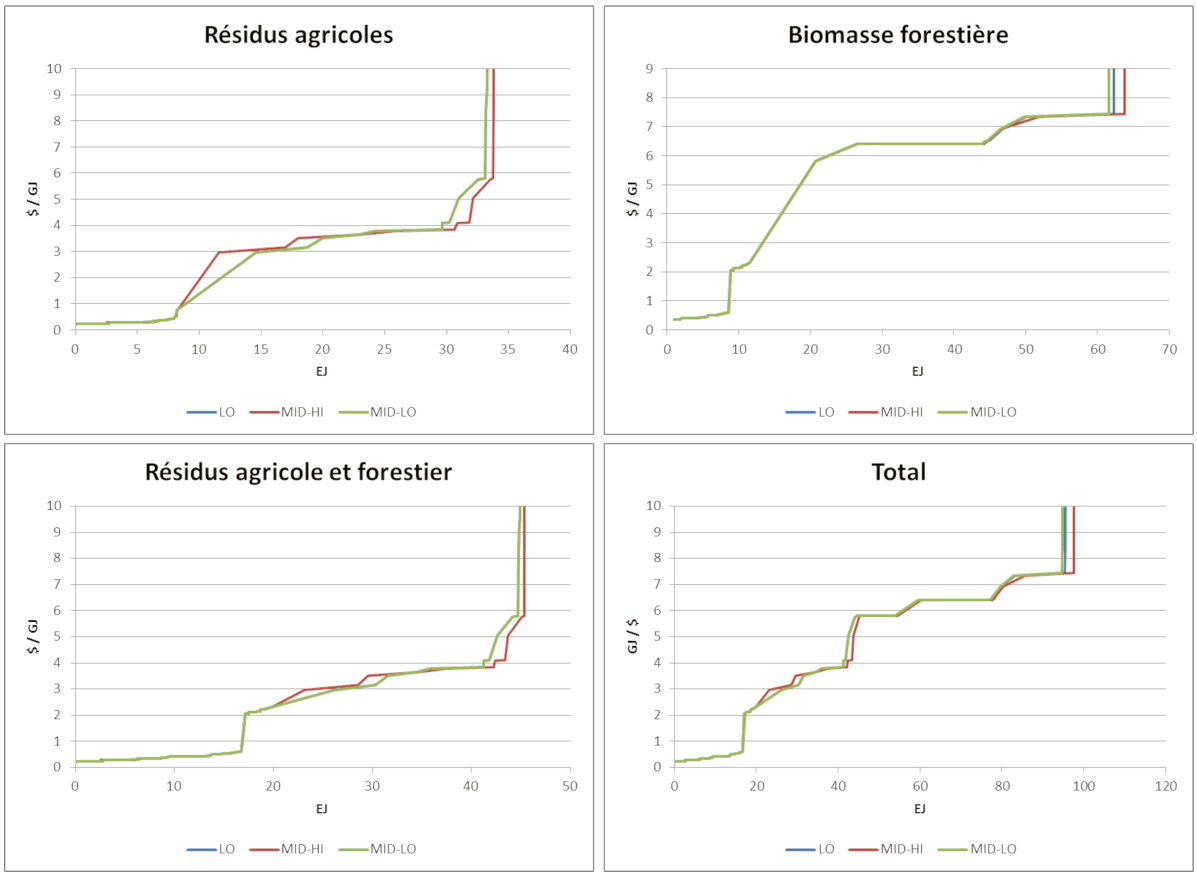


Figure 2.6. Courbes des coûts d'approvisionnement des résidus agricoles et de la biomasse forestière en 2050

Quant à la biomasse forestière, les résidus forestiers issus du processus de transformation sont disponibles à un coût relativement faible (<1 GJ^{-1}) comme identifié pour les résidus agricoles. Le modèle TIAM-FR, basé sur un équilibre partiel, ne considère que le secteur de l'énergie et ne tient pas compte du reste de l'économie. De ce fait, la consommation de bois à des fins industrielles ne différe pas selon les scénarios. Ceci conduit à une disponibilité de la biomasse forestière très similiaire selon les scénarios. A un coût faible (<1 GJ^{-1}), 8,9 EJ de résidus forestiers (14 % de la biomasse forestière totale) sont disponibles en 2050. A un coût inférieur à 7 GJ^{-1}, plus de 75 % de la biomasse forestière totale est disponible. En dessous de 3 GJ^{-1}, le monde peut mobiliser environ 11,6 EJ de la biomasse forestière en 2050.

Contrairement aux résidus agricoles, peu d'études portant sur le potentiel de résidus forestièrs incluent le coût de production à l'échelle globale. Le rapport « *Global Energy Assassement* » de l'IIASA (Rogner et al., 2012) a inclus quelques exemples de ce type d'études mais seulement pour certaines régions. Comme cité dans ce rapport, (Lindner et al., 2007) ont évalué le coût d'approvisionnement des résidus forestiers en Europe comme variant de 2,2 à 7,4 $\$GJ^{-1}$. De la même manière, (Asikainen et al., 2008) estiment le coût, pour les pays européens, en faisant varier le coût de transport à un niveau compris entre 2,2 à 7,5 $\$GJ^{-1}$. Pour le Japon (Yoshioka et al., 2006), les coûts d'approvisionnement des résidus forestiers sont plus élevés que ceux en Europe et sont de l'ordre de 10 à 35 $\$GJ^{-1}$.

Dans l'étude récente de (Daioglou et al., 2016), sur laquelle se réfère principalement la méthodologie employée dans cette thèse pour l'estimation des coûts d'approvisionnement des résidus agricoles et forestiers, les coûts d'approvisionnement sont présentés pour l'ensemble des résidus (voir la figure 2.7). Cette étude met en avant que 90 % du potentiel des résidus sont disponibles en dessous de 10 $\$GJ^{-1}$, ce qui est équivalent à 40 EJ. Aussi, 70 % est disponible à un niveau de 5 $\$GJ^{-1}$ et les résidus les plus accessibles économiquement (< 2$\$GJ^{-1}$) sont les résidus issus du processus de la transformation. Par contre, l'étude de (Gregg et Smith, 2010) a évalué le potentiel et le coût d'approvisionnement des résidus agricoles et forestiers en employant une fonction logistique. Cette étude ne prévoit pas de variation entre les régions du monde ou d'évolution du prix de la biomasse dans le temps. Il en résulte que 100 % des résidus sont estimés pouvoir être disponibles à 6 $\$GJ^{-1}$ quel que soit le type de résidus (Figure 2.7). Cette étude confirme également que les résidus issus du processus de transformation sont les ressources les plus accessibles.

Dans notre étude, 37 % de l'ensemble des résidus, dont 95 % viennent des résidus à la transformation et 5 % viennent des résidus à la récolte, sont disponibles en dessous de 2 $\$GJ^{-1}$. A un niveau de 6 $\$GJ^{-1}$, la quasi-totalité (99 %) des résidus est disponible en 2050 et 100 % des résidus sont disponibles à 10 $\$GJ^{-1}$. Quant aux résidus à la récolte, la différence entre les études est principalement liée au coût de transport et au coût de collection. Comme expliqué précédemment, les coûts de transport dans cette thèse varient entre 0,26 et 0,45 $\$GJ^{-1}$ alors que Daioglou et al. (Daioglou et al., 2016) ont appliqué un coût de 0,012 $\$GJ\ km^{-1}$ qui peut atteindre 0,6 $\$GJ^{-1}$ en supposant une distance parcourue de 50 km, comme c'est le cas dans cette thèse. Ensuite, le coût de récolte dépend des taux de rétention et de génération des résidus. Etant donné que nous permettons seulement 25 % de taux d'enlèvement au regard d'une mesure écologique ; 50 ~ 60 % dans les études citées, le coût de récolte est plus élevés dans cette thèse. En conséquence, le coût de production des résidus à la récolte est supérieur à celui présents dans d'autres études.

Concernant les résidus de la transformation, nous avons imposé un coût de transport malgré la probabilité de coût nul expliqué ci-avant. L'étude de (Daioglou et al., 2016) applique un prix unique et constant de 2 $\$GJ^{-1}$ à ce type de résidus. De ce fait, nous obtenons le coût de production de l'ensemble des résidus ci-dessous (figure 2.7).

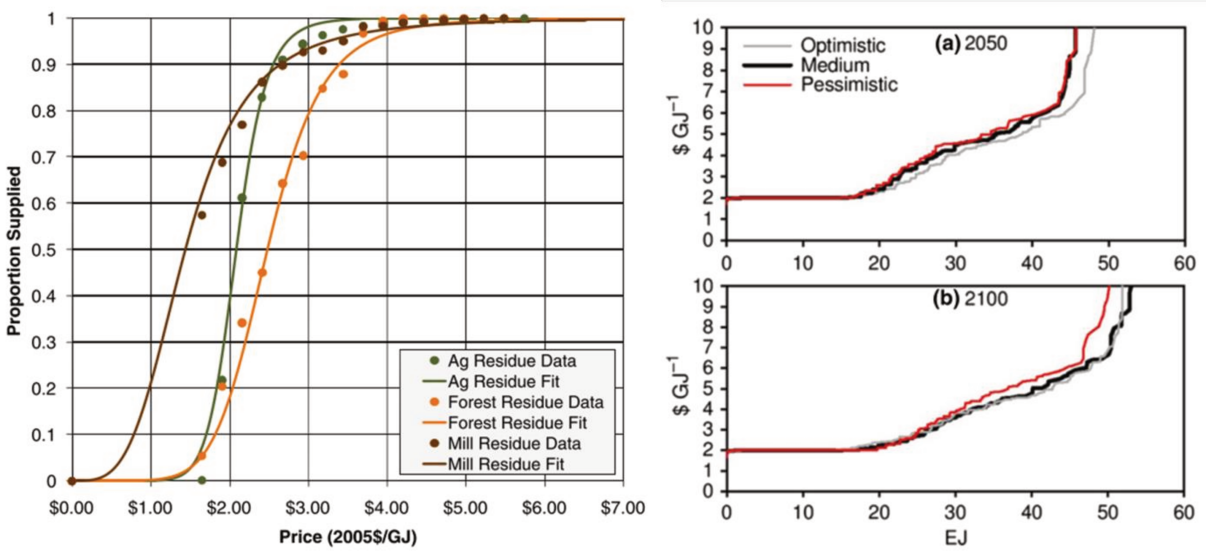


Figure 2.7. Courbes d'approvisionnement des résidus agricoles et forestiers dans la littérature (à gauche : (Gregg et Smith, 2010)**, à droite :** (Daioglou et al., 2016)**)**

2.2. Phase de transformation

Nous présentons ici les différentes voies de conversion de la biomasse ainsi que les paramètres techniques et économiques associés. Dans cette version modifiée du modèle TIAM-FR, quatre systèmes de conversion ont été identifiés et implémentés : un système de conversion en biocarburant liquide, un système de conversion en biocarburant gazeux, un système de conversion en biocarburant solide et enfin un système de conversion en chaleur et en électricité. La figure 2.8 ci-dessous récapitule ces différents schémas de valorisation de la biomasse.

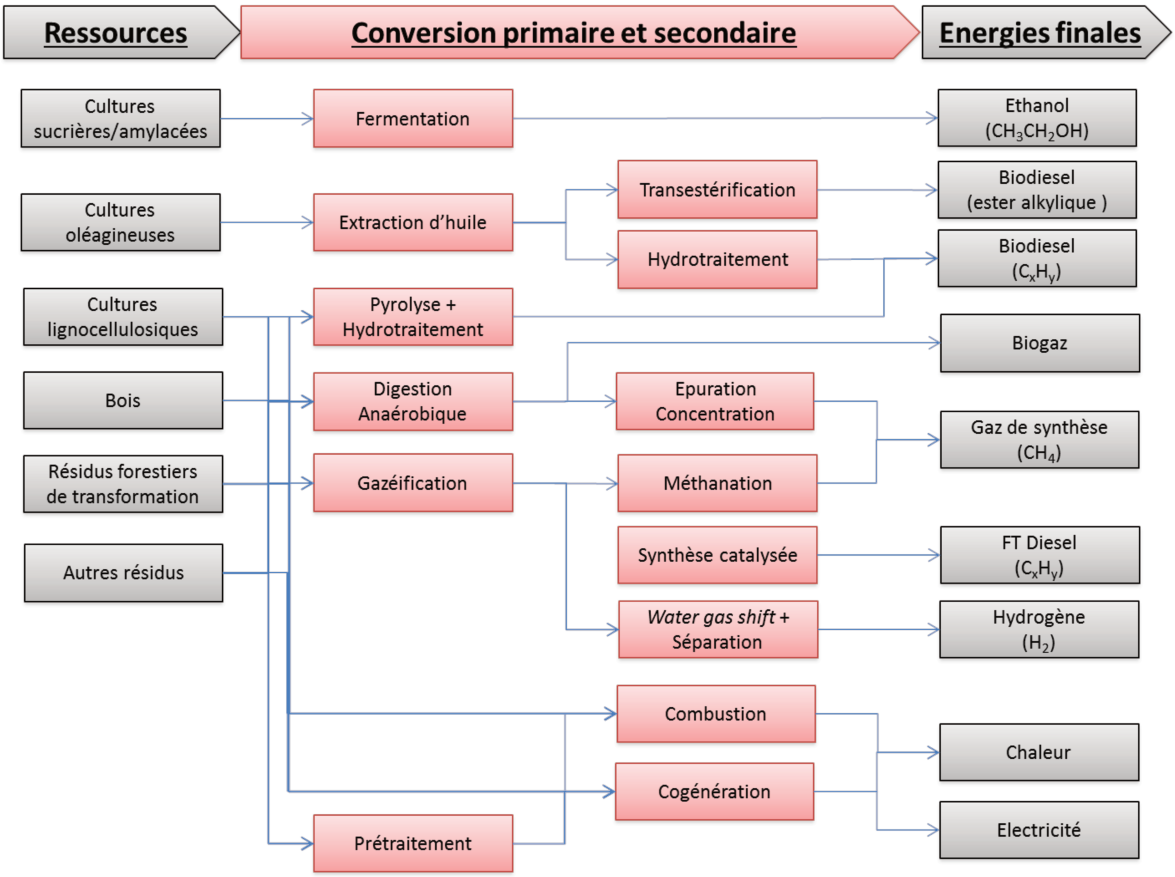


Figure 2.8. Processus simplifiés de conversion de la biomasse présentés dans le modèle TIAM-FR

2.2.1. Biocarburants liquides

Davantage d'attention est portée aux biocarburants liquides en raison de leur capacité à se substituer aux énergies fossiles, ce qui constitue un atout environnemental indéniable (Su, Zhang, et Su, 2015). Malgré des différences constatées de définition, les procédés de 1ère génération produisent du biocarburant à partir de cultures comestibles telles que les cultures oléagineuses (huile de palme, huile de colza, etc.) pour le biodiesel, les cultures sucrières (canne à sucre, betterave) et les cultures amylacées (céréales, maïs). Ces procédés sont actuellement commercialisés à grande échelle et les coûts de production du biocarburant dépendent principalement des coûts des ressources primaires. Les procédés de 2ème génération produisent pour leur part du biocarburant à partir de la biomasse lignocellulosique. On retrouve ainsi notamment l'éthanol lignocellulosique, carburant de synthèse par pyrolyse rapide et par gazéification. Les ressources lignocellulosiques correspondent au bois, au pâturage et aux résidus forestiers/agricoles. Ce sont des ressources qui ne subissent pas de fermentation conventionnelle comme les cultures sucrières/amylacées.

2.2.1.1. « Production d'éthanol : 1ère génération »

Les procédés de 1ère génération d'éthanol se distinguent par deux types de ressources d'entrée : les cultures sucrières et les cultures amylacées. Concernant la production de bioéthanol à partir des cultures sucrières, le rendement de conversion considéré est issu des données de l'*IEA-ETSAP* (*Technology Brief P10* (IEA-ETSAP, 2013a)), tel que précédemment implémenté dans le modèle

TIAM. Dans la description du procédé, l'efficacité de conversion est fixée à 37 % en unité d'énergie. Elle est comparable à d'autres études globales (Chum et al., 2011) qui la détermine à un taux maximum de 38 % pour les cultures sucrières. Les coûts d'investissement, d'O&M (fixes et variables) sont issus du projet VALERBIO[16] cité dans la thèse de Paul Hugues (Hugues, 2015).

En ce qui concerne les cultures amylacées, les données proviennent des éléments techniques et économiques mis à disposition par l'étude de la *Danish Energy Agency* (Evald, Hu, et Hansen, 2013). Cette étude suppose que le rendement de conversion pour la production de l'éthanol à partir du maïs atteint 54 %, ce qui en ligne avec le récapitulatif des procédés présenté dans le rapport spécial de l'IPCC (Chum et al., 2011), qui prévoit un maximum de 62 % pour l'ensemble des cultures amylacées. Les données économiques sont aussi comparables d'autres études. Dans le récapitulatif des technologies mené par (Gerssen-Gondelach et al., 2014), les coûts varient entre 8 et 19 $M\$_{2005}$/(PJ/an) pour le coût d'investissement et 0,5 et 1,7 $M\$_{2005}$/PJ pour les coûts d'O&M. On notera que dans le projet VALERBIO, le coût d'investissement atteignait un niveau de 24,6 $M€_{2005}$/(PJ/an).

Considérant des coûts de ressources des cultures amylacées plus élevés que ceux des cultures sucrières dans la plupart des régions, nous pouvons constater que la production de bioéthanol à partir des cultures sucrières est économiquement plus intéressante que le bioéthanol issu des cultures amylacées.

Tableau 2.3. Paramètres technico-économiques pour l'éthanol de la 1ère génération

Ethanol de 1ère génération	Efficacité de conversion	Coûts d'investissement $M\$_{2005}$/(PJ/an)	Coûts fixes + variables d'O&M $M\$_{2005}$/PJ
Cultures sucrières	37 %	11,1	2,7
Cultures amylacées	54 %	22,5	0,7

2.2.1.2. « Production de biodiesel : 1ère génération »

La production de biodiesel de 1ère génération est présentée selon deux voies de conversion : la transestérification (EMAG : Esters méthyliques d'acides gras) et l'hydrotraitement des huiles végétales (HVO : Huiles végétales hydrogénées). En amont de ces deux voies de conversion de l'huile végétale, nous avons introduit des procédés d'extraction de l'huile végétale à partir des cultures oléagineuses. Les rendements de l'extraction de l'huile depuis des graines oléagineuses sont donnés dans le tableau 2.4.

[16] Le projet VALERBIO visait à analyser comment la compétition entre différents usages de la biomasse agricole et forestière pourrait être gérée au mieux, et d'apprécier les conséquences des évolutions attendues de la mobilisation accrue de cette biomasse, à l'échelle nationale et à l'horizon 2050. Pour en savoir plus : http://www.ifp-school.com/jcms/kmo_12337/fr/valerbio-analyse-des-concurrences-potentielles-entre-differents-usages-actuels-et-futurs-de-la-biomasse

Tableau 2.4. Rendements de trituration des graines oléagineuses

	Part d'huile ($t/t_{graines}$)	Source
Colza	0.4	(Gerssen-Gondelach et al., 2014)
Tournesol	0.44	(Gerssen-Gondelach et al., 2014)
Soja	0.17	(Gerssen-Gondelach et al., 2014)
Palme[17]	0.225	GAEZ (IIASA/FAO, 2012)
Coco	0.123	FAO + propre calcul (FAO, [s.d.])
Arachide	0.301	(FAO, [s.d.])
Jatropha	0.38	(Gerssen-Gondelach et al., 2014)

Les paramètres économiques concernant l'extraction de l'huile végétale sont diffus et rarement disponibles dans la littérature. Dans cette thèse, nous avons donc adapté et appliqué les données étudiées, en distinguant deux étapes : la trituration et la transestérification, telles que présentées dans la thèse de Paul Hugues (Hugues, 2015). La transestérification est la voie la plus commercialisée dans le monde pour la production de biodiesel. Généralement, la réaction de transestérification s'effectue via catalyse. Durant cette réaction, le glycérol de l'huile végétale est remplacé par du méthanol. Le méthanol est donc un élément indispensable dans la complétion de la transestérification. Selon la littérature (Evald, Hu, et Hansen, 2013 ; Reinhardt, 2006), 0,1 GJ de méthanol est nécessaire pour produire une unité (1 GJ) de biodiesel. Au regard du rapport spécial de l'IPCC (Chum et al., 2011) et de l'étude de la *Danish Energy Agency* (Evald, Hu, et Hansen, 2013), le coût de la transestérification est établi à un niveau compris entre 2,3 et 3,7 $\$_{2000}$/GJ. Nous avons considéré les coûts d'investissement et d'O&M pour le procédé de la transestérification issues des études de la *Danish Energy Agency* (Evald, Hu, et Hansen, 2013) et de (Skarlis, Kondili, et Kaldellis, 2012) (Tableau 2.5).

Tableau 2.5. Paramètres économiques de la trituration et de la transestérification

	Coûts d'investissement $M\$_{2005}$/(PJ/an)	Coûts fixes d'O&M $M\$_{2005}$/PJ	Coûts variables d'O&M $M\$_{2005}$/PJ
Trituration	3,35	0,84	0,05
Transestérification	4,40	0,12	0,02

Une autre forme de biodiesel considérée dans le modèle est le biodiesel hydrogéné. Ce nouveau type de biodiesel présente l'avantage d'avoir des caractéristiques similaires au diesel conventionnel et est donc facilement substituable, contrairement aux esters méthyliques d'acides gras (EMAG). Le biodiesel hydrogéné (HVO) est généralement produit par l'hydrogénation directe de l'huile végétale. Il est donc nécessaire d'injecter de l'hydrogène dans le processus afin de supprimer l'oxygène dans le triglycéride (huile végétale). En outre, ce procédé ne nécessite pas de produits chimiques comme le méthanol pour la transestérification (Aatola et al., 2008 ; Evald, Hu, et Hansen, 2013 ; Reinhardt, 2006). L'hydrotraitement de l'huile végétale requiert environ 0,09 $GJ_{H2}/GJ_{biodiesel}$. Les données des caractéristiques techniques et économiques de l'hydrotraitement des acides gras sont issues du rapport annuel de Neste Oil (Neste Oil, 2009) et de l'étude de l'IFEU (Reinhardt, 2006) cités dans (Evald, Hu, et Hansen, 2013 ; Hugues, 2015) .

[17] Inclu. FFB (Fresh Fruit Bunches)

Tableau 2.6. Paramètres téchnico-économiques de l'hydrotraitement de l'huile végétale

	Consommation d'huile végétale ($GJ/GJ_{biodiesel}$)	Consommation de H2 ($GJ/GJ_{biodiesel}$)	Coûts d'investissement $M\$_{2005}/(PJ/an)$	Coûts fixes + variables d'O&M $M\$_{2005}/PJ$
Hydrotraitement	1,04	0,09	23,4	0,7

2.2.1.3. « Calibration de l'année 2010 : bioéthanol et biodiesel »

A l'heure actuelle, les procédés de première génération sont les seules technologies disponibles sur le marché du biocarburant liquide dans le monde. La calibration, à l'année 2010, est donc uniquement effectuée sur la première génération en excluant le procédé d'hydrotraitement de l'huile végétale dont le progrès technique reste immature, et est basée sur la base de données statistiques de l'Agence Internationale de l'Energie. La production de bioéthanol dans le modèle TIAM-FR était précédemment calibrée sur la base de la statistique de l'OCDE en raison de l'absence d'informations relatives à ces procédés dans la statistique de l'AIE. Cependant, depuis 2013 (IEA, 2013), l'AIE a commencé à présenter séparément la production et la consommation des biocarburants dans ses bases de données. Les données utilisées pour la calibration à l'année de base, 2010, sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 2.7. Production de biocarburant liquide en 2010

Unité : PJ	Ethanol 1G	Biodiesel 1G
AFR	0,0	0,0
AUS	9,4	2,4
CAN	29,3	4,5
CHI	43,3	5,2
CSA	196,7	158,4
EEU	11,3	0,0
FSU	1,4	0,0
IND	6,8	0,5
JPN	0,0	0,0
MEA	0,0	41,6
MEX	0,0	29,9
ODA	9,3	6,3
SKO	0,0	12,6
USA	1 017,6	52,9
WEU	70,.4	320,9

2.2.1.4. « Production d'éthanol : 2ème génération »

La 2ème génération de biocarburant n'est pas encore disponible sur le marché malgré plusieurs projets de démonstration mis en place dans le monde. Ce procédé produit du biocarburant à partir de ressources lignocellulosiques. L'hydrolyse de la biomasse cellulosique (résidus agricoles) et de la biomasse ligneuses permettrait de produire du bioéthanol à moindre coût et de manière efficace. Ce procédé nécessite un prétraitement par actions physiques et mécaniques qui permettent de séparer

la lignine, l'hémicellulose et la cellulose via un broyage et une hydrolyse à l'acide sulfurique dilué. La cellulose est ensuite hydrolysée en glucose. S'en suit une fermentation pour convertir les sucres en C5 et en C6 en éthanol (Faaij, 2006a ; Faaij, 2006b). Suivant les options d'intégration des procédés, 3 types différents de procédés sont en phase du développement. En premier lieu, comme le nom l'indique, l'hydrolyse et la fermentation séparées (SHF) effectuent toutes les étapes de l'hydrolyse et de la fermentation dans des réacteurs séparés. Ensuite, la saccharification et la fermentation simultanées (SSF) combinent l'hydrolyse avec la fermentation des sucres C6. Enfin, la saccharification et la co-fermentation simultanées (SSCF) effectuent simultanément l'hydrolyse et la co-fermentation des sucres C5 et C6 dans un seul réacteur. Parmi ces trois types, SHF se présente actuellement comme la configuration la plus mature (Gerssen-Gondelach et al., 2014), (Dutta et al., 2011) malgré qu'elle soit encore en phase de démonstration. Dans notre modèle TIAM-FR, nous avons donc modélisé cette configuration plus mature, SHF, pour le bioéthanol lignocellulosique.

Les paramètres technico-économiques sont issus des études de la *United States Environmental Protection Agency* (U.S. EPA, 2010) et du *US Department of Energy* (US DOE) (Bain, 2007) citées dans (Gerssen-Gondelach et al., 2014) .

Tableau 2.8. Paramètres technico-économiques de l'éthanol de la 2ème génération

Ethanol de la 2ème génération	Efficacité de conversion	Coûts d'investissement $M\$_{2005}/(PJ/an)$	Coûts fixes + variables d'O&M $M\$_{2005}/PJ$
SHF	34,9 %	48,0	3,07
SSF (non modélisé)	37 %	42,3	1,9
SSCF (non modélisé)	44,4 %	40,1	2,7

2.2.1.5. « Production de biocarburant : 2ème génération »

Le biocarburant de 2ème génération peut être converti suivant deux voies représentatives : le biocarburant liquide par pyrolyse flash et le biocarburant liquide par gazéification. Ces deux voies sont donc séparément identifiées et modélisées dans le modèle.

« Voie pyrolyse flash »

En premier lieu, la pyrolyse est une dégradation thermique de la biomasse par la chaleur en l'absence d'oxygène qui donne lieu à la production du charbon du bois, de bio-huile et de produits énergétiques gazeux. Etant données les conditions d'opération, la pyrolyse peut être différenciée suivant trois types : la pyrolyse conventionnelle, la pyrolyse rapide et la pyrolyse flash. Parmi ces trois types, la production de bio-huile peut se faire via la pyrolyse flash ou la pyrolyse rapide suivie d'un hydrotraitement. Pour autant, la pyrolyse flash est plus généralement utilisée pour produire la bio-huile en raison de son rendement plus élevé (Naik et al., 2010).

La pyrolyse flash est effectuée lentement avec une quantité massive de bois et nécessite une température de l'ordre de 500°C, un temps rapide de chauffage (>726°C/s), un temps court de résidence (<0.5s) et des particules fines (<0,2mm). Le rendement de la bio-huile via pyrolyse flash peut atteindre un maximum de 70 %. La bio-huile produite par pyrolyse n'est cependant pas compatible avec les moteurs conventionnels en raison de ses composants très variés par rapport au carburant fossile (voir le Tableau 2.9). Il est donc nécessaire de stabiliser et d'effectuer une

revalorisation de la bio-huile (*upgrading*) pour une utilisation dans les moteurs conventionnels (Elliott, 2015).

Tableau 2.9. Caractéristiques de la bio-huile et du carburant conventionnel (adapté de (Wang, Male, et Wang, 2013)**)**

Composants, wt %	Bio-huile par pyrolyse	Carburant conventionnel
Carbone	40 - 50	85
Hydrogène	6,0 - 7,6	11 - 13
Oxygène	36 - 52	0,1 - 1,0
Soufre	0,00 - 0,02	1,0 - 1,8
Azote	0,00 - 0,15	0,1
Eau	17 - 30	0,02 - 0,1
Solide	0,03 - 0,7	1
pH	2,4 - 2,8	
Viscosité (323 K), cP	13 - 30	180
HHV, MJ/kg	16 - 20	40
Densité, kg/m^3	1,2 - 1,3	0,9 - 1,0

L'hydrotraitement de la bio-huile vise à diminuer les charges en oxygène, azote, soufre et à saturer leurs oléfines et leurs aromatiques (Jones et al., 2016). La revalorisation (*upgrading* par la suite) de la bio-huile en hydrocarbure se fait en trois étapes. La première étape se fait en présence d'hydrogène (H2) et d'un catalyseur à base de ruthénium à température et pression basses, 140°C et 80 bars. Elle est suivie d'un procédé d'hydrotraitement sous les conditions plus sévères. La seconde réaction s'effectue à une température comprise entre 180 et 250°C et à une pression de 137 bars, là aussi en présence d'H2 et d'un catalyseur à base de ruthénium. La dernière étape débarrasse la plupart de l'oxygène restante dans la bio-huile et intègre les molécules de la bio-huile dans le mélange de l'hydrocarbure compatible avec le carburant pour le transport. Ce procédé nécessite aussi un fort excès d'H2, mais à température plus élevée, entre 350°C et 425°C et à une pression de 137 bars, en présence d'un catalyseur à base de molybdène (Biotechnology Office U.S. Department of Energy, 2012 ; Jones et al., 2013 ; Jones et al., 2016). L'hydrotraitement est suivi d'un hydrocraquage afin d'obtenir des coupes naphta (C5-C10) et diesel (C14-C20) suivants des conditions de température plus sévères, à 750°C (Hugues, 2015 ; Jones et al., 2013).

Les données technico-économiques sont issues de l'étude de Wright et al. (Wright et al., 2010). Il faut noter que le procédé d'hydrotraitement peut être classifié suivant la manière d'approvisionner en hydrogène, autrement dit selon une production d'H2 *in situ* ou *ex situ*. La production d'H2 *in situ* avec un équipement supplémentaire induit une augmentation des coûts d'investissement et une baisse du rendement énergétique. Malgré la hausse des coûts variables due à l'ajout d'H2 acheté (production *ex situ*), le rendement énergétique plus élevé *ex situ* que celui avec la production d'H2 *in situ* conduit à un avantage économique pour le produit in fine (Essence et diesel) (Wright et al., 2010). Nous avons donc modélisé ici uniquement les procédés avec un ajout d'H2 produit *ex situ* pour la production d'essence et de diesel.

Tableau 2.10. Paramètres technico-économiques des procédés de pyrolyse flash et rapide[18]

Produit (1 PJ)	Entrée (PJ)		Coûts d'investissement $M\$_{2005}/(PJ/an)$	Coûts fixes d'O&M $M\$_{2005}/PJ$	Coûts variables d'O&M $M\$_{2005}/PJ$
	Biomasse LC	H2			
Essence	2,1	0,28	106,5	3,75	11,8
Diesel	1,98	0,27	99,8	3,52	11,04

« Voie gazéification + Fischer-Tropsch »

Nous présentons ici la conversion de la biomasse en biocarburant liquide via une gazéification accompagnée d'une synthèse Fischer-Tropsch. La technologie de gazéification de la biomasse est décrite plus en détail dans la section suivante.

Le procédé Fischer-Tropsch (FT) pour la production d'hydrocarbure a été développé par les scientifiques allemands Franz Fischer, Hans Tropsch and Helmut Pichler en 1923 (2010). En comparaison avec d'autres technologies de conversion de la biomasse, le procédé FT est une technologie mature et très bien déployée pour convertir du gaz de synthèse en carburant liquide, notamment pour le transport (Ail et Dasappa, 2016). Etant donné que le procédé a été utilisé pour le gaz de synthèse obtenu par le reformage du méthane ou la gazéification du charbon, l'utilisation du gaz de synthèse issue de la biomasse ne pose pas de difficultés techniques particulières (Sikarwar et al., 2017). Malgré le progrès technique du procédé FT, le *biomass-to-liquid* (BTL) n'est actuellement pas commercialisé contrairement au *coal-to-liquid* (CTL) ou au *gas-to-liquid* (GTL). Selon la littérature, la production de FT-diesel devient intéressante économiquement quand la capacité de production dépasse 100 000 tonnes par an (Ail et Dasappa, 2016).

Typiquement, la synthèse de FT se déroule entre 200 et 250 °C et suivant une pression de l'ordre de 25 à 60 bars, catalysée par du fer ou du cobalt (Dry, 1986). La réaction de FT est considérée comme une polymérisation superficielle. Le CO_2 et l'H2 présents dans le gaz de synthèse absorbent ou dissocient à la surface de la catalyse et interagissent afin de former un initiateur de la chaîne (Ail et Dasappa, 2016 ; Sikarwar et al., 2017). Pendant la synthèse FT, une mole de CO réagit avec deux moles de H2 pour former l'hydrocarbure aliphatique à chaîne droite selon la réaction : $(2n+1)H_2 + nCO \rightarrow C_nH_{2n+2} + H_2O$. Quand le ratio de H_2/CO est plus inférieur à 2 dans le gaz d'alimentation, la réaction de WGS (*water gas shift*) intervient pour l'ajuster suivant la réaction $CO + H_2O \leftrightarrow CO_2 + H_2$. Le catalyseur à base de fer effectue la réaction de WGS et le ratio de H_2/CO est ajusté dans le réacteur de la synthèse (Ryan M. Swanson et al., 2010). Dans le cas du catalyseur à base de cobalt, ce ratio nécessite d'être ajusté avant la synthèse de FT. La réaction de la croissance de la chaîne donne lieu à des produits différents comprenant les hydrocarbures légers (C1 et C2), GPL (C3-C4), naphta (C5-C11), diesel (C9-C20) et cires (>C20). La distribution des produits dépend du catalyseur et des conditions du procédé. Quant à la production du diesel, des conditions peuvent être ajoutées pour maximiser l'obtention de la coupe diesel. Néanmoins, un rendement de

[18] Adapté suivant les mêmes hypothèses de coûts d'O&M posées dans la thèse de Paul Hugues (Hugues, 2015) : *« Les coûts fixes ont été calculés comme la somme des salaires (1 % du coût d'investissement), des frais de maintenance (2 % du coût d'équipements installés), des frais généraux (60 % des salaires) et des assurances et taxes (1,5 % du coût d'équipements installés). Les coûts variables les coûts d'O&M totaux (données article) moins les coûts fixes – prix des matières premières non incluse. »*

production de diesel accru peut être obtenu lors de l'optimisation de la production des cires. Les cires peuvent être sélectivement hydro-craquées pour réaliser une production prédominante de diesel. Dans ce contexte, l'hydrogène requis peut être produit à partir du reformage des alcènes 114 légers ou du flux secondaire du gaz de synthèse via WGS (Boerrigter et Calis, 2002). La distribution du produit est de 29 % en coupe essence et de 71 % en coupe gazole (Evald, Hu, et Hansen, 2013).

Les données technico-économiques sont issues de l'étude de NREL (Ryan M Swanson et al., 2010) citée dans (Evald, Hu, et Hansen, 2013).

Tableau 2.11. Paramètres technico-économiques de gazéification + FT

Entrée – Biomasse lignocellulosique (PJ)	Produits (PJ)		Coûts d'investissement $M\$_{2005}/(PJ/an)$	Coûts d'O&M $M\$_{2005}/PJ$
	Diesel	Essence		
2,6	1	0,42	136,4	4,1

2.2.2. Biocarburants gazeux

2.2.2.1. « 1ère génération du biogaz via digestion anaérobique (AD) »

Nous avons modélisé deux voies de conversion de la biomasse en biocarburant gazeux dans le modèle. Le premier procédé est la méthanisation via la digestion anaérobique (AD) qui est considérée aujourd'hui comme la première génération du biogaz. L'AD est une conversion organique par micro-organisme en absence d'oxygène (Krich et al., 2005). Actuellement, les ressources utilisées pour ce procédé restent limitées aux déchets organiques, aux résidus agricoles et au fumier. L'utilisation des ressources lignocellulosiques pour la digestion anaérobique rencontre un défi important en raison de la structure récalcitrante des molécules (Sárvári Horváth et al., 2016) et nécessite un prétraitement spécifique. De ce fait, le procédé de 1ère génération de biogaz est configuré dans notre modèle pour les ressources actuellement utilisées, autrement dit les cultures énergétiques, les déchets, le fumier et les résidus agricoles à la récolte (paille). Pour les déchets et le fumier, nous avons conservé la configuration précédemment implémentée dans le modèle TIAM-FR. Par contre, le procédé AD à partir des cultures et des résidus agricoles constitue un des apports de ce travail de thèse. Ce procédé peut être synthétisé en quatre étapes différentes : l'hydrolyse, l'acidogenèse, l'acétogenèse et la méthanogenèse (Wang, 2014) (Figure 2.9). Pendant l'hydrolyse, les grands polymères insolubles sont brisés en substrats solubles (sucre, aminoacides) par les enzymes. Ensuite, l'acidogenèse (la fermentation) des produits monomériques convertit le sucre, les aminoacides et les acides gras en ammonie, les acides organiques, l'hydrogène et le dioxyde de carbone ainsi que les acides gras volatiles. L'acétogenèse consiste à briser les acides gras volatiles en acides acétiques, dioxyde de carbone et en hydrogène. Enfin, l'étape de la méthanogenèse convertit l'acétate, le formaldéhyde et l'hydrogène en méthane (CH_4) et en H_2O.

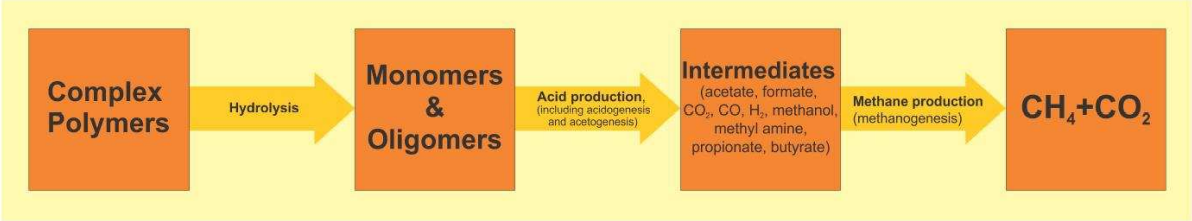


Figure 2.9. Etapes de la digestion anaérobique (Sárvári Horváth et al., 2016)

Les paramètres technico-économiques implémentés dans le modèle sont issus de deux études (Hugues, 2015 ; IEA-ETSAP, 2013b). Selon le type de ressources primaires, la productivité du biogaz et son contenu en méthane variant, nous avons donc utilisé différentes productivités pour les résidus agricoles et les cultures énergétiques, à savoir celles qui sont retenus dans l'étude de l'IEA-ETSAP (2013b).

Tableau 2.12. Paramètres technico-économiques de la digestion anaérobique

Produit (1 PJ)	Entrée (PJ)		Coûts d'investissement $M\$_{2005}/(PJ/an)$	Coûts fixes d'O&M $M\$_{2005}/PJ$	Coûts variables d'O&M $M\$_{2005}/PJ$
	Résidus agricoles	Cultures			
Biogaz	2,3	1,3	70,9	1,5	0,01

Le biogaz produit peut être directement consommé pour plusieurs usages, comme par exemple pour produire de l'électricité et/ou de la chaleur. De plus, dans le pays émergents, le biogaz issu de la digestion anaérobique de petite taille et domestique joue un rôle important afin d'assurer l'accès à l'énergie et notamment pour pouvoir offrir de la chaleur locale pour la cuisson (IEA-ETSAP, 2013b). Néanmoins, certains équipements nécessitent un post-traitement, « *cleaning* » et « *upgrading* », notamment pour l'injection dans le réseau de gaz naturel et l'utilisation dans les véhicules (Miltner, Makaruk, et Harasek, 2016). Le biogaz produit via l'AD et le gaz de décharge se composent principalement de méthane (CH_4) et de dioxyde de carbone (CO_2) ainsi que d'autres éléments non souhaités comme l'ammoniac (NH_3), l'hydrogène sulfuré (H_2S), l'hydrogène (H_2), l'oxygène (O_2) et le nitrogène (N_2) et le carbone monoxyde (CO) (Ullah Khan et al., 2017). Les caractéristiques du biogaz sont récapitulées dans le tableau 2.13 et mises en comparaison avec celles du gaz naturel conventionnel.

Tableau 2.13. Comparaison des caractéristiques de biogaz et gaz naturel (IEA, 2013 ; Sun et al., 2015)

Paramètres	Unités	Biogaz via AD	Gaz de décharge	Gaz naturels
PCI	MJ/Nm3	23	16	39
CH_4	% (mol)	60-70	35-65	85-92
Hydrocarbures	% (mol)	0	0	9
H_2	% (mol)	0	0-3	-
CO_2	% (mol)	30-40	15-40	0,2-1.5
H_2O	% (mol)	1-5	1-5	-
N_2	% (mol)	0.2	15	0.3
O_2	% (mol)	0	1	-
H_2S	ppm	0-4 000	0-100	1,.1-5.9
NH_3	ppm	100	5	-
Cl	Mg / Nm3	100	5	-

Les composants non-souhaités dans le biogaz peuvent provoquer des impacts négatifs pendant l'utilisation du système en raison de la baisse de la valeur calorifique et à la corrosion du réseau du gaz naturel (tableau 2.14). Au niveau des composants, la différence principale entre le biogaz et le gaz naturel concerne le contenu en CO_2, en ce sens où le CO_2 est l'un des composants majeurs du biogaz alors que le gaz naturel en contient très peu. De plus, le niveau du contenu en hydrocarbure dans le gaz naturel est supérieur à celui dans le biogaz. Ces différences expliquent une valeur calorifique du biogaz réduite par rapport au gaz naturel (Petersson et Wellinger, 2009).

Tableau 2.14. Possibles impacts négatifs sur l'utilisation du biogaz par composants (Sun et al., 2015)

Paramètres	Impacts sur l'utilisation du système
CO_2	Baisse de la valeur calorifique, caractéristique antidétonante du moteur, corrosion
H_2O	Corrosion, endommagement issu de la formation du condensat et de la glace
N_2	Baisse de la valeur calorifique, caractéristique antidétonante du moteur
O_2	Corrosion
H_2S	Corrosion, poison pour les catalyseurs, émissions et santé
NH_3	Emissions, caractéristique antidétonante du moteur, corrosion

Le post-traitement du biogaz consiste donc à enlever les composants nocifs à la fois pour la santé humaine, la maintenance du réseau du gaz naturel, les équipements finaux (*cleaning*), mais aussi le CO_2 afin de promouvoir la valeur calorifique et la densité relative, et ainsi être compatible avec le gaz naturel (*upgrading*) (Sun et al., 2015). Parmi les différentes étapes de ce post-traitement, le séchage (l'enlèvement de l'humidité), la désulfurisation et l'augmentation de la valeur calorifique sont les étapes les plus importantes (Miltner, Makaruk, et Harasek, 2016 ; Ullah Khan et al., 2017). A l'heure actuelle, les technologies de upgrading qui sont utilisées et développées sont l'absorption (*water scrubbing, amine scurbbing, physical scrubbing*), l'adsorption (*PSA : pressure swing adsorption*), la séparation membranaire et la technologie cryogénique (Patterson et al., 2011 ; Ullah Khan et al., 2017). Par contre, la simplicité et la fiabilité acquise de la technologie de *water scrubbing* a conduit à ce que cette dernière soit davantage déployée sur le marché du bio-méthane alors que la séparation membranaire et la technologie cryogénique occupent une place minoritaire sur ce même marché (IEA-ETSAP, 2013b). Le *water scrubbing* et la PSA présentent une performance et des coûts similaires. Nous avons donc modélisé le procédé de biogaz au bio-méthane en employant les caractéristiques techniques les plus utilisées de ces deux technologies. Pendant la conversion, une perte de méthane est observée à un niveau compris entre 4 % et 5,13 % (Patterson et al., 2011 ; Ullah Khan et al., 2017). Dans notre modèle, nous avons donc employé une valeur moyenne des pertes de méthane, qui est équivalente à 4,57 %. Il en est de même pour les paramètres économiques, nous avons considérés la moyenne des valeurs économiques de ces deux technologies. Par contre, les études auxquelles nous nous sommes référenciées ne distinguent pas les coûts d'O&M fixes et variables. Afin de les distinguer, nous avons considéré le ratio entre l'O&M fixes et variables qui a été déterminé dans la thèse de Hughes (Hugues, 2015), à savoir respectivement 65 % et 35 %.

Tableau 2.15. Paramètres technico-économiques du procédé biogaz au bio-méthane

Produit (1 PJ)	Efficacité	Coûts d'investissement $M\$_{2005}/(PJ/an)$	Coûts fixes d'O&M $M\$_{2005}/PJ$	Coûts variables d'O&M $M\$_{2005}/PJ$
Bio-méthane	95,4%	47,17	2,9	1,6

2.2.2.2. « Calibration de l'année 2010 : du biogaz au bio-méthane »

La calibration de l'année 2010 pour le bio-méthane n'a pas pu être effectuée au niveau de la quantité produite mais de la capacité installée par région en raison du manque de données mondiales. Dans une publication de 2013, l'AIE précise que 261 centres se sont installés jusqu'en 2013 et peuvent traiter 291,026 Nm^3 de flux du biogaz par heure. En appliquant le PCI de 23 MJ/NM3 du biogaz et un temps d'opération de 8 000 h par an, nous avons ajusté les capacités installées.

Tableau 2.16. Capacité installée de biogaz *upgrading* en 2010 (IEA-ETSAP, 2013b ; Petersson et Wellinger, 2009)

Régions	Capacités (NM^3/h raw gas)	PJ/an
CAN	1600	0,29
USA	79600	14,65
JPN	2400	0,44
SKO	1710	0,31
WEU	205716	37,85

2.2.2.3. « 2ème génération du biogaz via gazéification »

La deuxième voie de conversion est la gazéification de la biomasse lignocellulosique. Parmi les voies de conversion thermochimique, la gazéification est considérée comme la technologie la plus rentable pour convertir la biomasse lignocellulosique en bioénergie. La technologie de gazéification est apparue en 1920 en Suède. Le réacteur de gazéification du bois a alors été conçu pour utiliser des produits finaux dans les véhicules et donc afin de remplacer les produits pétroliers. Dans les années 1970 et 1980, le gazéifieur de bois a été employé pour la production d'électricité et de chaleur (Lasa et al., 2011). Actuellement, les usages multiples du gaz de synthèse connaissent une attention croissante dans le monde en tant qu'énergies renouvelables (Sikarwar et al., 2017). Par exemple, le biocarburant liquide comme alternative au carburant fossile pour les véhicules est aussi intégré dans notre modèle via la gazéification accompagnée du procédé de Fischer-Tropsch dans la section précédente. Le procédé de production du gaz de synthèse (la méthanisation) se fait en 5 étapes : gazéification, épuration, lavage, méthanisation catalytique, *upgrading* (figure 2.10).

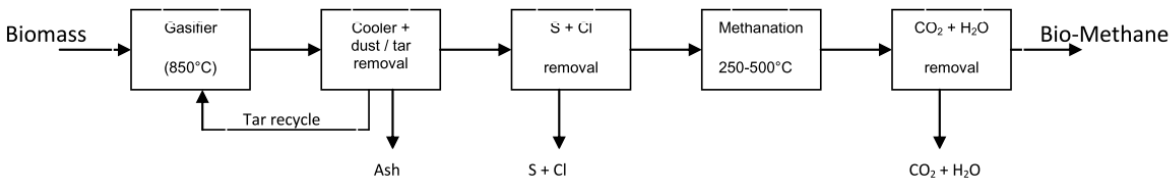


Figure 2.10. Synthèse des étapes de la gazéification de la biomasse (Meijden et al., 2011)

Les réacteurs peuvent être classifiés en deux catégories selon la température de réaction : les réacteurs de haute température, entre 1300 et 1500°C, et les réacteurs de température moyenne, 850°C (Meijden et al., 2011). En général, les réacteurs de haute température sont utilisés pour la production de gaz de synthèse à partir du charbon et des résidus pétroliers. La plage optimale de température de réaction pour gazéifier la biomasse observée est comprise entre 750 et 950°C (Sikarwar et al., 2017) dans les réacteurs de température moyenne. La gazéification de la biomasse est également généralement réalisée avec un de ces deux types de réacteurs : les réacteurs à lit fixe (*FXB*) et les réacteurs à lit fluidisé (*FB*). Les réacteurs FXB sont fréquemment employés pour générer du gaz pour les moteurs à gaz. Bien que la simplicité et le bas coût d'investissement du processus donnent un avantage à ces réacteurs, la capacité de traitement est limitée à 1 - 10 MW_{th}. Il n'est donc pertinent que pour une production locale de petite échelle (Meijden et al., 2011). Par contre, les réacteurs FB sont privilégies pour la gazéification de la biomasse à grande échelle grâce à une efficacité élevée. Plus précisément concernant la technologie, l'air circule via le lit de particules fines issues de la fluidisation du lit. Cette action assurant le transfert uniforme de la chaleur et la masse parmi le matériel du lit, le biocarburant et les gaz chauds pendant la gazéification, elle permet aussi de tolérer une diversité de matières primaires. De ce fait, les réacteurs FB apparaissant intéressants pour la gazéification de la biomasse lignocellulosiques, nous les avons privilégiés et modélisés dans le modèle TIAM-FR.

Le gaz issu de la gazéification de la biomasse solide contient plusieurs éléments comme CO, CO_2, H_2, H_2O, CH_4, C_2H_4, C_6H_6 ainsi que des contaminants tels que le goudron, le chlorure, le soufre et d'autres oligo-éléments (Meijden et al., 2011 ; Ryan M Swanson et al., 2010) (tableau 2.17). Le nettoyage de ces éléments non-souhaités est une étape très importante pour éviter l'empoisonnement du catalyseur avant la méthanisation. En général, une technologie de refroidissement est appliquée afin d'enlever les particules solides, le goudron et les poussières avec un dépoussiéreur à manches filtrants à température de l'ordre de 150 – 180 °C. Puis le soufre et le chlorure sont nettoyés par un lit de garde à la température de 350°C afin de protéger le catalyseur utilisé pour la méthanation (Gassner, 2009 ; Meijden et al., 2011).

Ensuite, le gaz de synthèse subit une étape de méthanation pour produire davantage de méthane dans un réacteur catalysé à base de nickel (Meijden et al., 2011). La méthanation consiste à transformer le monoxyde de carbone et l'hydrogène (CRIGEN de GDF SUEZ, 2013) présents à hauteur d'environ 46 % dans le gaz de synthèse. Afin d'injecter le gaz de synthèse, l'étape de *upgrading* est nécessaire comme dans le cas du biogaz produit par digestion anaérobique. Comme expliqué pour le biogaz, l'absorption physique, l'adsorption (*PSA : pressure swing adsorption*), la séparation membranaire sont les options les plus pertinentes pour cette opération. L'enlèvement de la fraction de CO_2 qui est présent en grande quantité dans le gaz produit est le traitement principal du *upgrading*. Il permet d'augmenter le pouvoir calorifique (PCS) et l'indice de Wobbe (W) à l'ordre de 10,7 – 12,8 kWh/Nm3 pour le PCS et 13,7 – 15,7 kWh/Nm3 pour l'indice W (CRIGEN de GDF SUEZ, 2013 ; Hugues, 2015).

Tableau 2.17. Synthèse des caractéristiques du biogaz par étape (Gassner, 2009)

Paramètres	Unités	Gazéification	Méthanation	Upgrading
Wobbe index	kWh/Nm^3	4,3	4,3	13,9
CH_4	% vol	11,6	40,8	96
C_2H_4	% vol	5,5	-	-
H_2	% vol	28,9	1,4	1,3
CO	% vol	17,4	0,0	0,1
CO_2	% vol	36,5	57,6	2,2
N_2	% (mol)	0,1	0,2	0,4

Les données techniques et économiques sur la gazéification sont très rarement disponibles car les technologies sont en phase de développement et que les informations sont confidentielles (IEA-ETSAP, 2013b). Nous avons donc opté pour une étude de Gassner, Maréchal, 2009 (Gassner, 2009) qui contient les informations les plus complètes. Dans cette étude, deux types de réacteurs de FB ont été investigués : un réacteur à lit fluidisé à circulation interne rapide (FICFB)[19] qui est indirectement chauffé à une température de l'ordre de 850°C et un réacteur à lit fluidisé circulant (CFB)[20] qui est directement chauffé à une température de l'ordre de 800°C sous pression atmosphérique.

Tableau 2.18. Paramètres technico-économiques de la production du bio-méthane via la gazéification

Technologie	Efficacité	Coûts d'investissement $M\$_{2005}$/(PJ/an)	Coûts fixes d'O&M $M\$_{2005}$/PJ	Coûts variables d'O&M $M\$_{2005}$/PJ
CFB	71,3%	48,9	5,7	1,6
FICFB	54%	120,5	8,6	0,8

2.2.3. Biocarburants solides

La biomasse présente une grande variété de caractéristiques physiques, notamment en matière de densité énergétique et de productivité par superficie (Sultana, Kumar, et Harfield, 2010). Ainsi, la densification de la biomasse apparait comme stratégique pour que la bioénergie soit compétitive face aux énergies fossiles (Ryu et al., 2006). Dans ce contexte, la pelletisation (ou fabrication de granulé) connait une attention croissante en raison d'une densité plus élevée que ce processus de transformation permet d'atteindre, de plus de 600 kg/m^3 par rapport à 150 kg/m^3 pour biomasses primaires et d'une variété accrue d'applications possibles depuis le chauffage résidentiel de petite taille jusqu'à la production d'électricité à grande échelle (Pirraglia, Gonzalez, et Saloni, 2010 ; Ryu et al., 2006) (tableau 2.19).

[19] *Steam blown FICFB gasification* (Hofbauer et Rauch, 2002 ; Hofbauer et al., 1997)
[20] *Steam-oxygen blown, pressurized CFB-gasification* (Marano, 2002 ; Worley et Yale, 2012)

Tableau 2.19. Comparaison des caractéristiques de différents types de l'énergie solide (Batidzirai et al., 2013)

	PCI (MJ/kg)	Humidité (%)	Cendre (%)	Masse volumique (kg/m^3)	Densité énergétique (GJ/m^3)
Paille	14,4	15	10,2	100	1,4
Panic érigé	18,9	10 – 15	5,4 – 6,9	140	2,2
Sciure	15,2	6 – 30	0,5 – 1,1	160	2,4
Copeaux de bois	17-18	30 – 55	0,7 – 10	200 – 450	2,2 – 4
Pellets de bois	16-17	5 – 10	0,4 – 1	550 – 700	7,8 – 10,5
Pellets torréfiés	19-23	1 – 5	< 3	750 – 850	15 – 18
Charbon	17-33	6,5 – 12	10 - 40	800 – 850	25 – 40

La technologie de pelletisation est commercialisée dans le monde. En Oregon aux Etats Unis, une usine d'une capacité de 120 ton/jour est déjà opérationnelle depuis 1976. En Europe, la Finlande et la Suède sont les leaders du domaine (Uslu, Faaij, et Bergman, 2008).

Le procédé de pelletisation se compose d'au moins 4 étapes : le séchage, la mouture, la densification et le refroidissement (voir figure 2.11).

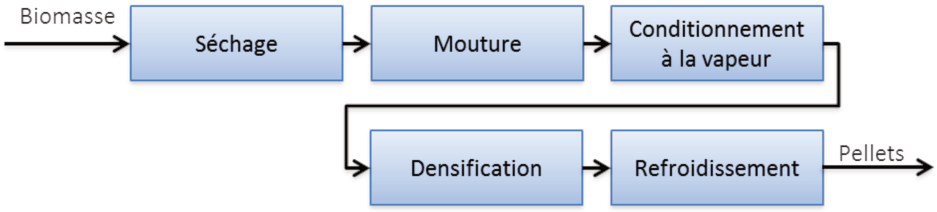


Figure 2.11. Synthèse du procédé de la production des pellets (adopté depuis (Bergman et Veringa, 2005)**)**

La pelletisation commence ainsi par une phase de séchage et de mise sous haute pression des ressources biomasse afin de produire une biomasse compressée et extrudée sous forme cylindrique. Le procédé nécessite comme matières premières de petites particules dont le taux d'humidité se situe en dessous de 10-15 % (jusqu'à 20 % dans le cas d'une presse à piston) et dont la taille maximale se situe entre 3 et 20mm. Ainsi, plus précisément, les deux premières étapes, le séchage et la mouture, dépendent donc particulièrement des caractéristiques des matières premières. Si celles-ci sont pré-séchées et/ou de taille adéquate, il n'est pas nécessaire d'y avoir recours (Pirraglia, Gonzalez, et Saloni, 2010). La densification s'effectue à une température d'environ 150°C. L'humidité des matières premières constitue un facteur important pendant la phase de densification car si les ressources sont trop sèches ou humides, la pression requise pour la densification augmente considérablement. Un taux d'humidité compris entre 10 et 15 % est considéré comme optimal (Reed et al., 1979). Après le séchage, les matières primaires sont donc triées selon la taille ; celles qui présentent une taille supérieure à celle requise sont envoyées pour mouture. Une fois que toutes les ressources présentent une taille homogène, elles subissent une étape de conditionnement à la vapeur avant la densification mécanique. Le conditionnement à la vapeur consiste d'une part à adoucir la lignine (un des principaux composants du bois avec la cellulose et l'hémicellulose) à une température comprise entre 50°C et 100°C et d'autre part, à obtenir un taux d'humidité optimal

(Qian et McDow, 2013 ; Reed et al., 1979 ; Uslu, Faaij, et Bergman, 2008). Enfin, les matières premières sont compressées avec la presse à cylindres à haute pression via une tête d'extrudeuse. Durant cette étape, la température des matières premières augmente. Il est donc nécessaire de les refroidir afin d'atténuer la formation de poussières pendant le transport et le traitement (Qian et McDow, 2013).

Parallèlement au déploiement croissant des pellets, l'intérêt pour la torréfaction de la biomasse s'accroît lui aussi à l'heure actuelle dans le monde. Par contre, cette technologie n'est pas encore commercialisée. La première usine a été installée comme démonstrateur en 1987 par Pechiney, une société française, avec une capacité de 12 kton/an ; la production était alors destinée à l'industrie métallurgique. Le changement d'échelle de production n'a pourtant pu être opéré car le réacteur ne permettait de recevoir que les matières sèches présentant un taux d'humidité inférieur à 15 %. En outre, la zone d'échange de chaleur était trop limitée pour satisfaire un changement d'échelle (Bergman et Kiel, 2005 ; Uslu, Faaij, et Bergman, 2008). Actuellement, la technologie de torréfaction est en phase de développement. On recense environ 30 projets dont la plupart sont localisés en Europe et en Amérique du Nord et dont quatre sont à l'échelle industrielle (Batidzirai et al., 2013). Plus précisément, la torréfaction est une technologie de prétraitement thermique de la biomasse qui s'effectue à une température comprise entre 200°C et 300°C, sous pression atmosphérique et en absence d'oxygène (Bergman et Kiel, 2005). Elle permet de produire des matières solides et uniformes avec un taux moindre d'humidité et un pouvoir calorifique élevé à partir de différents types de biomasse. Par ailleurs, quand la torréfaction est combinée avec la densification, elle peut fournir des ressources homogènes quelles que soient les caractéristiques des matières premières. Les caractéristiques supérieures que présentent alors les produits issus de ce procédé deviennent similaires avec celles du charbon en termes de traitement, de fraisage et de transport (tableau 2.19). Les pellets torréfiés présentent donc beaucoup de possibilités d'applications notamment là où le charbon est actuellement utilisé comme combustibles, dans les centrales thermiques pour la production d'électricité et de chaleur (seul ou en co-combustion) (Batidzirai et al., 2013).

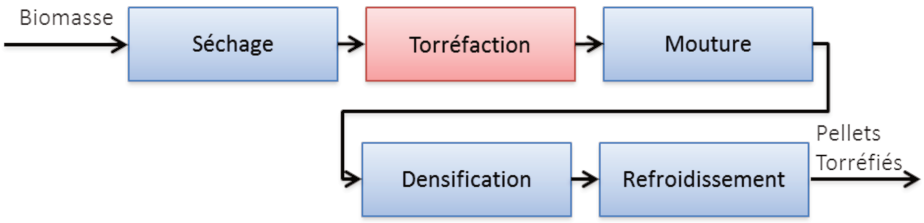


Figure 2.12. Synthèse du procédé de la production des pellets torréfiés (adopté depuis (Bergman et Veringa, 2005)**)**

Par rapport au premier processus de production des pellets présenté, l'étape de torréfaction se situe entre le séchage et la mouture (figure 2.12). Etant donné que la torréfaction diminue significativement le taux d'humidité de la biomasse et rend poreuse cette dernière, la mouture et la densification sont facilitées par la faible densité volumétrique et l'étape du conditionnement à vapeur n'est plus nécessaire (Uslu, Faaij, et Bergman, 2008). En outre, la torréfaction permet également de réduire la consommation énergétique dédiée à la réduction de la taille des matières premières par rapport aux pellets conventionnels. En effet, une méthode simplifiée pour réduire la taille de la biomasse, telle que le recours à des broyeurs à couteaux et à des concasseurs à mâchoires, peut être employée à la place des broyeurs à marteaux utilisés pour les pellets conventionnels (Bergman et Veringa, 2005).

Les paramètres économiques reposent sur plusieurs études : (Batidzirai et al., 2013 ; Pirraglia, Gonzalez, Denig, et al., 2013 ; Pirraglia, Gonzalez, Saloni, et al., 2013 ; Uslu, Faaij, et Bergman, 2008) pour les pellets conventionnels et torréfiés à partir des bois et sciure de bois et (Campbell, 2007 ; Sultana, Kumar, et Harfield, 2010) pour les pellets à partir des résidus agricoles. Dans le cas de la technologie des pellets torréfiés, la technologie qui est développé par l'ECN (*Energy research Centre of the Netherlands*) est choisie pour la modélisation.

Tableau 2.20. Paramètres technico-économiques de la production de pellets

Produits	Matières primaires	Efficacité	Coûts d'investissement $M\$_{2005}/(PJ/an)$	Coûts d'O&M $M\$_{2005}/PJ$
Pellets conventionnels	Bois	92,2 %	6,7	0,3
	Sciure	93,9 %	4,1	0,2
	Résidus agricoles	95,6 %	2,9	1,5
Pellets torréfiés (TOP)	Bois	98,5 %	8,7	0,4
	Sciure	96,5 %	6,1	0,3

Contrairement à d'autres commodités énergétiques, la statistique de l'AIE n'identifie pas séparément la production des pellets mais la présente dans l'ensemble que constitue la biomasse solide. La calibration à l'année 2010 repose donc sur d'autres sources. Les données issues de l'étude de Lamers (Lamers et al., 2012) ont été choisies et complétées par celle fournies par EUROSTAT (EC, 2017) pour les pays européens. La calibration ne concerne que les pellets conventionnels dans la mesure où la production des pellets torréfiés est encore en phase de démonstration et n'est pas encore commercialisée dans le monde (tableau 2.21). La filière des pellets torréfiés est néanmoins implémentée dans le modèle comme technologies futures disponibles sur le reste de l'horizon temporel.

Tableau 2.21. Production des pellets en 2010

Production pellets	2010 (PJ)
WEU	107,1
USA	54,9
CAN	24,2
FSU	17,9
EEU	13,9
AUS	4,3
SKO	3,1
CHI	1,4
JPN	1,1
CSA	0,9
AFR	0,4

2.2.4. Electricité et chaleur

Technologie mature, la combustion directe de la biomasse pour la production d'électricité et de chaleur de développe dans les années 1970 dans les pays de l'AIE (IEA-ETSAP, 2010), les prix élevés de l'énergie stimulant l'intérêt envers l'énergie biomasse. Intérêt accru par les préoccupations environnementales grandissantes, l'utilisation de la biomasse à ces fins présentant par ailleurs un potentiel élevé de réduction des émissions de gaz à effet de serre à court terme (et d'autant plus lorsqu'elle est couplée avec des technologies de capture et séquestration du carbone eu égard aux émissions négatives qui peuvent alors être comptabilisées). Cependant, la pénétration de la biomasse comme ressource directe dans le mix électrique se traduit souvent par le coût des ressources primaires plus élevées et par un plus faible rendement énergétique par rapport aux énergies fossiles, plus spécifiquement, au charbon (Cuellar, 2012). Les centrales à biomasse traditionnelles (combustion directe) présentent en effet des efficacités électriques de l'ordre de 17 % à 25 % alors que les centrales à charbon ont des efficacités de l'ordre de 25 % à 37 %, voire supérieure (Hughes, 2000). L'amélioration du rendement énergétique est donc un fort enjeu pour le déploiement futur de la bioénergie dans le secteur de l'électricité et de la chaleur.

Parmi les différentes technologies en développement, la gazéification permet d'enregistrer de bons rendements (Hugues, 2015). Notamment, les centrales électriques biomasse à cycle combiné à gazéification intégrée (CCGI ou BIGCC, *biomass integrated gasification combined cycle*) peuvent présenter une efficacité électrique de l'ordre de 37,2 % mais pourrait atteindre 50 % (Ahrenfeldt et al., 2013 ; Kheshgi, Prince, et Marland, 2000 ; Larson, Kreutz, et Consonni, 1999 ; Mann et Spath, 1997). Malgré son avantage technique, la technologie de gazéification associée à la biomasse reste cependant encore immature. Le prétraitement de la biomasse, autrement dit sa densification, pourrait accélérer la pénétration de la biomasse dans le mix électrique, dans la mesure où, par rapport à la biomasse traditionnelle, la biomasse densifiée permet d'accroître la rentabilité économique. En effet, les capacités énergétiques massiques et volumiques qui en résulte améliore le rendement énergétique et diminue le coût de transport des matières premières. La combustion de la biomasse avec prétraitement et co-combustion avec le charbon pourraient alors s'approcher d'un rendement électrique très similaire à celui de la combustion exclusive du charbon (Cuellar, 2012). Le rendement énergétique de la combustion est corrélée positivement à la densité croissante et au taux d'humidité décroissant, pour plusieurs raisons : l'efficacité de l'échange de chaleur est fonction de la quantité de gaz, la performance de combustion diminue avec la croissance du taux d'humidité dans le carburant et enfin, le rendement énergétique d'un fourneau dépend de la densité énergétique du carburant (Reed et al., 1979).

La relation entre le taux d'humidité du carburant et le rendement énergétique est démontrée dans plusieurs études. Dans le cas du charbon, une expérimentation met en avant que le rendement énergétique d'une chaudière augmente de 2,6 points de pourcentage tandis que le taux d'humidité diminue de 6,1 points de pourcentage, passant ainsi de 37,5 % à 31,4 % (équivalent à une progression du pouvoir calorifique supérieur de 9,25 points de pourcentage (Bullinger et al., 2002) (figure 2.13).

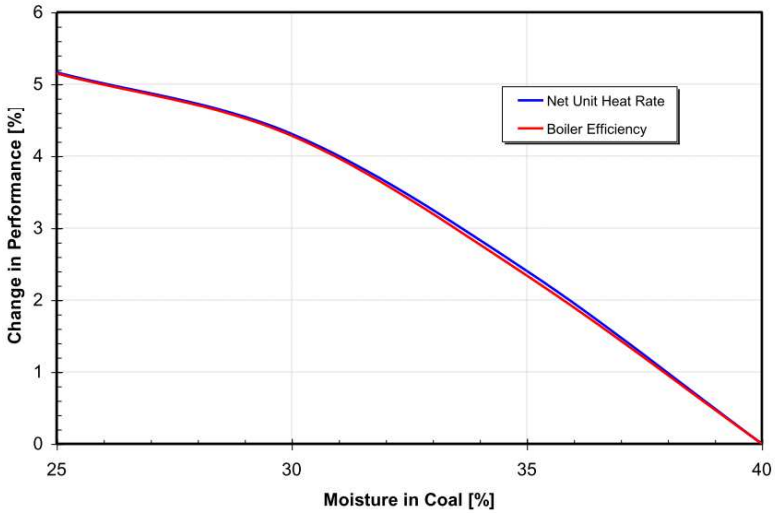


Figure 2.13. Effet de l'humidité du charbon sur une chaudière et la performance unitaire (Bullinger et al., 2002)

La relation entre le taux d'humidité du charbon et le rendement énergétique de la centrale est souvent également appliquée dans le cas de la biomasse. Par exemple, dans une étude (Pirraglia et al., 2012), l'effet du taux d'humidité du charbon sur la production d'électricité a été appliqué pour investiguer la variation du rendement électrique d'une centrale à co-combustion biomasse-charbon. Pour cela, les auteurs se basent sur le résultat d'une expérimentation constatant 4,4 % de diminution du rendement tous les 10 % de la hausse du taux d'humidité dans le charbon (Levi et al., 2005). Ces études étant ainsi principalement basées sur le charbon et non spécifiquement sur la biomasse, et afin de différentier les rendements électrique ou thermique, nous avons comparé avec une autre étude qui analyse l'effet du taux d'humidité de la bagasse sur le rendement énergétique (Bahadori et al., 2014).

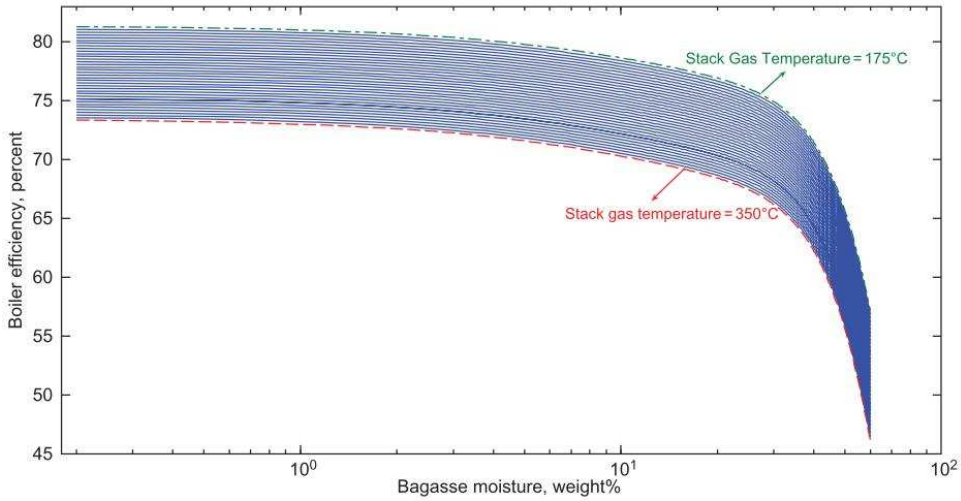


Figure 2.14. Performance d'une chaudière selon le taux d'humidité dans la bagasse

Cette étude estime gagner entre 18,5 % et 19,8 % d'efficacité en diminuant le taux d'humidité de 50 %, ce qui est le niveau général des bois bruts, à 10 % (qui est le niveau correspondant aux pellets traditionnels contre 5 % pour les pellets torréfies). Ces gains d'efficacité sont donc appliqués aux technologies déjà configurées dans le modèle TIAM-FR, qui produisent l'électricité et/ou la chaleur à partir de la biomasse.

Tableau 2.22. Paramètres technico-économiques des centrales à biomasse seule

Technologie	Matière primaire	Efficacité	Coûts d'investissement $M\$_{2005}/GW$	Coûts fixes d'O&M $M\$_{2005}/GW$	Coûts variables d'O&M $M\$_{2005}/GW$
Electricité					
Combustion directe	Bois	32,7 %	1 700	60	3
	Pellets	38,8 %			
	Pellets torréfiés	39,2 %			
Via gazéification	Bois	34 %	1 925	77	4
	Pellets	40,2 %			
	Pellets torréfiés	40,7 %			
Chaleur (unité de coûts : $M\$_{2005}/PJ$)					
Conventionelle	Bois	80 %	6	2,8	-
	Pellets	94 %			
	Pellets torréfiés	95 %			
CHP (électricité + chaleur) : CHPR 1,15					
CHP	Bois	32 %	3 750	100	-
	Pellets	37,9 %			
	Pellets torréfiés	38,3 %			

Comme précisé précédemment, la co-combustion avec le charbon est généralement considérée comme l'option la plus économique pour l'utilisation de la biomasse dans le secteur de l'électricité grâce au rendement électrique similaire à celui du charbon (Tillman, 2000). La co-combustion de la biomasse dans les centrales à charbon fait alors l'objet d'un rétrofit d'installation. Pour cette modification, trois options de co-combustion peuvent être utilisées : la co-combustion directe utilisant alors le co-fraisage (*co-milling)*, la co-combustion directe utilisant un système d'alimentation séparée et enfin la co-combustion parallèle impliquant des chambres de combustion séparées pour le charbon et la biomasse (Basu, Butler, et Leon, 2011).

Premièrement, pour s'agissant du co-fraisage, la biomasse est préalablement incorporée au charbon, puis le mélange alimente le fourneau, le tout en utilisant les équipements existants, que ce soit pour le fraisage ou la combustion qui était dédiée au charbon. Les seules modifications et coûts supplémentaires induits proviennent du traitement et du stockage de la biomasse (Basu, Butler, et Leon, 2011). Au regard aux différences de caractéristiques de la biomasse et du charbon, le co-fraisage de la biomasse est limitée à 5 % pour la biomasse brute, 10 % pour les pellets conventionnels et 40 % pour les pellets torréfiés (Kleinschmidt, 2011 ; McEvilly, Abeysuriya, et Dix, 2011). Afin d'arriver à 20 % de taux d'incorporation de la biomasse brute et des pellets conventionnels, un système d'alimentation séparée serait nécessaire. Au-delà de 20 %, un autre système, la combustion parallèle, doit être considéré (Khorshidi, Ho, et Wiley, 2014). Ces trois options sont donc modélisées dans le modèle TIAM-FR depuis les centrales à charbon configurées précédemment. Le niveau maximum de co-combustion est différentié par type de biomasse et par option de co-combustion. Les coûts additionnels nécessaires sont issus de la littérature (IEA-ETSAP, 2010 ; Khorshidi, Ho, et Wiley, 2014).

Tableau 2.23. Options de co-combustion de la biomasse dans les centrales à charbon et paramètres économiques

Option co-combustion	Types de biomasse	Niveau de co-combustion (Max)	Coûts d'investissement additionnel M$$_{2005}$$/GW	Coûts d'O&M (% de coûts d'investissement)
Co-fraisage	Biomasse brute	5 %	+73,3	+3,5 %
	Pellets	10 %		
	Pellets torréfiés	40 %		
Alimentation séparée	Biomasse brute	20 %	+289,2	+5 %
	Pellets			
	Pellets torréfiés	40 %		
Combustion parallèle	Biomasse brute	40 %	+442,96	+4 %
	Pellets			
	Pellets torréfiés			

Par ailleurs, nous avons considéré le fait que l'introduction de la biomasse dans une centrale à charbon donnait lieu à une diminution du rendement énergétique de la centrale en raison du plus faible contenu énergétique de la biomasse par rapport au charbon. Selon la littérature (Cuellar, 2012 ; Mann et al., 2001), la co-combustion de la biomasse dont le taux d'humidité atteint 50 % pourrait baisser le rendement total de 0,5 pp (point pourcentage) pour 5 % de co-combustion, 0,7 pp pour 10 % et de 1 pp pour 20 %. De plus, comme expliqué précédemment, le prétraitement de la biomasse, avec les pellets et les pellets torréfiés, apporte un gain au rendement énergétique lors de sa conversion en électricité/chaleur. La configuration des technologies de co-combustion est donc effectuée en couplant le gain de rendement énergétique dû à la baisse du taux d'humidité dans la biomasse et la perte de rendement lié à la co-combustion avec le charbon.

2.3. Les échanges internationaux de ressources biomasses

La version initiale du modèle TIAM-FR, et plus largement des modèles TIAM, n'intégrait pas les échanges internationaux des bioénergies, que ce soit pour la biomasse primaire ou pour la bioénergie finale. Un autre apport de ce travail de thèse a consisté à implémenter ces échanges et à les paramétrer. Les coûts de transport de la biomasse sont principalement basés sur la statistique de l'OCDE, « Coûts de transport maritimes » (OECD, 2017). Ces données sont détaillées suivant le mode de transport maritime et les produits. Le premier mode de transport est les conteneurs, autrement dit les caisses métalliques de taille normalisée au niveau international et transportable par plusieurs moyens selon la définition de l'OCDE. Avec ce mode de transport, les huiles végétales, les sucres et les déchets de sucrerie, les résidus et déchets des industries alimentaires et les produits forestiers peuvent être échangés au niveau mondial. Le deuxième mode de transport pris en compte dans la statistique réside dans le vrac propre ou *clean bulk* et est généralement utilisé pour le transport de grains. Ce mode de transport est donc modélisé pour l'échange des céréales et des graines oléagineuses. Ensuite, le mode de transport en vrac sale ou *dirty bulk* est destiné au transport des minéraux ou des produits industriels bruts. Concernant le type de biomasse qui s'échange dans le monde, seulement les huiles végétales sont éligibles. Le dernier mode est le transport par tankers qui sont employés en général pour le pétrole et les huiles végétales. Le transport par tankers est donc configuré pour l'échange des biocarburants liquides et les huiles végétales dans le modèle.

Tableau 2.24. Mode de transport maritime et produits concernés

Mode de transport	Produits concernés
Conteneurs	Graines, oléagineux
	Huiles végétales
	Produits forestiers
Vrac propre	Céréales
	Graines, oléagineux
Vrac sal	Huiles végétales
	Carburants liquides
Tanker	Huiles végétales
	Carburants liquides

Pour ce qui a trait à la configuration des échanges internationaux, le coût de transport unitaire est estimé au regard de la moyenne pondérée par type de produit pour chaque lien unilatéral. Par exemple, les graines oléagineuses peuvent s'échanger selon deux modes de transport : en vrac propre et par les conteneurs. Le coût de transport unitaire des graines oléagineuses depuis une région A vers une région B est équivalent à la somme des coûts de transport divisée par la somme des quantités échangées (Equation (2.5). En fait, la statistique de l'OCDE[21] ne présente que le coût total de transport (soit le coût total en USD (assurance et fret) du transport d'un produit pour une année donnée), le coût unitaire de transport (autrement dit coût de transport par kilogramme) et le coût *ad valorem* (c'est-à-dire ratio du coût de transport rapporté à la valeur du bien importé). La quantité échangée est donc déterminée en divisant le coût total de transport par le coût unitaire.

$$\forall i, j = regions \quad \forall k \in commodité \quad \forall l \in mode\ de\ transport \tag{2.5}$$

$$Coût\ unitaire_{i \to j,k} = \sum_l Coût\ total_{i \to j,k} \Big/ \sum_l Quantité\ total_{i \to j,k}$$

Par contre, la statistique de l'OCDE n'est à ce jour pas complète et certains échanges sont manquants, comme par exemple, la plupart des exportations de la chine vers d'autre pays n'y sont pas présentées. Dans ce cas, d'autres sources comme « *review of maritime transport* » de la CNUCD (Conférences des Nations Unies sur le Commerce et le Développement) sont utilisées. Concernant les échanges entre l'Europe de l'ouest (WEU) et l'Europe de l'est (EEU), d'autres modes de transport sont aussi considérés, à savoir le transport routier par camion et le transport ferroviaire. Les coûts de transport associés sont issus de l'AIE-ETSAP (IEA-ETSAP, 2013c).

Partant de ces éléments, au final, nous avons pu estimer des coûts de transport comparables à ceux disponibles dans la littérature. Par exemple, un coût de transport de 64us$/tonne est estimé pour les échanges de pellets entre le Canada et l'Europe, ce qui est très comparable au coût de 60 euros/tonne proposé dans la littérature (Sénéchal et Grassi, 2009).

En plus de renseigner les coûts d'échanges de la biomasse, la calibration du niveau des échanges est également une étape essentielle au développement du modèle dans la mesure où aucun échange n'avait été implémenté auparavant. La statistique de l'AIE, qui est la référence principale de la

[21] Les définitions sont présentées sur le site de l'OCDE et notamment à cette adresse : http://stats.oecd.org/OECDStat_Metadata/ShowMetadata.ashx?Dataset=MTC&Lang=fr

calibration du modèle pour l'année de référence notamment, présente aussi les importations et les exportations pour chaque commodité agrégée de la biomasse. Néanmoins, ces données ne permettent pas d'extraire les échanges entre les régions car seules les quantités d'importations et d'exportations de chaque pays sont proposées. La calibration s'est donc déroulée en trois étapes :

1) une calibration au niveau des commodités agrégées par région ;
2) une calibration au niveau des commodités détaillées par région ;
3) une calibration directionnelle, dans le sens de la détermination des liaisons d'échange entre les différentes régions.

Ainsi, tout d'abord, une première calibration, à un niveau agrégé et basée sur la statistique de l'AIE, a conduit à la construction d'un scénario spécifiant la borne inférieure des échanges internationaux pour chaque commodité concernée. Selon la présentation des commodités de biomasse dans la statistique de l'AIE, il s'agit plus précisément de la biomasse solide, du bioéthanol et du biodiesel. Etant donné que les ressources primaires et finales ne sont pas distinguées dans la commodité agrégée « biomasse solide », l'ensemble de nos commodités associées à la classification de la biomasse solide, par exemple tous les types de cultures énergétiques et de produits forestiers, est donc regroupé pendant cette première phase de calibration avec les données de l'AIE. La quantité totale d'importations et d'exportions d'une région est ainsi renseignée dans le modèle pour chacun de ces trois types de biomasse.

La deuxième phase de calibration consiste à désagréger les commodités ainsi renseignées dans la phase de calibration précédente et de déterminer une borne supérieure des échanges pour chaque commodité. Concernant les cultures énergétiques et les huiles végétales, aucune source ne permet de distinguer les importations et les exportations de ces commodités dédiées à la production de la bioénergie. La calibration repose donc sur le niveau total des échanges de chaque commodité. Les données sont issues de la statistique de la FAO (FAO, 2015b). Il en est de même pour les produits forestiers pour lesquels nous avons construit une borne supérieure des échanges. Plus spécifiquement, les bois d'énergie et les résidus forestiers sont ainsi pris en compte.

La dernière étape de la calibration est destinée à l'établissement des liaisons possibles entre les régions et donc de déterminer le sens des échanges. En raison de la faible disponibilité des données, cette étape concerne uniquement les pellets, le bioéthanol, le biodiesel et l'ensemble des bois échangés. La quantité échangée de pellets entre régions est principalement collectée depuis l'Eurostat (EC, 2017) et l'étude de Lamers (Lamers et al., 2012) (tableau 2.25)

Tableau 2.25. Echanges inter-régionaux de pellets en 2010 (unité : TJ)

	Importateur (unité : TJ)											
Exportateur	AFR	AUS	CHI	EEU	FSU	IND	JPN	MEA	ODA	SKO	USA	WEU
AFR	-	-	-	2,5	-	-	-	-	-	-	-	604,6
AUS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1593,8
CAN	-	-	-	0,3	0,1	-	-	-	-	-	700	1 7989
CHI	-	-	-	-	0,3	-	-	-	-	-	-	2,1
CSA	-	-	-	0,8	-	-	-	-	-	-	-	230,2
EEU	0.0	-	0.2	-	16,4	-	-	0,4	-	2,0	-	1 0707,7
FSU	-	-	-	690,6	-	-	-	-	-	-	-	22 545,1
IND	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0
JPN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1
MEA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,1
MEX	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0
ODA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47,3
USA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13 967,1
WEU	4,1	0,5	6,0	311,2	133,1	0,5	73,3	2,7	18,3	1,2	-	-

Concernant le bioéthanol et le biocarburant, les informations sur les quantités échangées sont principalement issues de deux études de Lamers (Lamers, 2011 ; Lamers et al., 2011) et ont été complétées par la statistique de US-EIA (U.S. EIA, [s.d.]). Il faut noter que les données concernant les 27 pays européens (sans la Croatie donc) ne sont disponibles qu'agrégées en une seule région, l'Union européenne. La désagrégation régionale en Europe de l'Ouest (WEU) et en Europe de l'Est (EEU) s'est faite selon le rapport de la quantité totale d'importations et d'exportations entre deux régions et est basée sur la statistique de l'AIE (tableau 2.26).

Tableau 2.26. Echanges interrégionaux de biocarburant en 2010

	Importateur (unité : PJ)					
		Biodiesel			Bioéthanol	
Exportateur		EEU	USA	WEU	EEU	USA	WEU
	AFR	0.1	-	0.6	-	-	-
	CAN	-	1.2	-	0.4	1.3	3.0
	CSA	1.5	14.5	10.3	5.8	-	38.7
	EEU	-	-	-	-	0.0	-
	IND	-	-	-	0.2	-	1.2
	MEA	-	-	-	-	-	-
	ODA	0.1	-	0.9	2.9	0.1	19.2
	WEU	-	-	-	0.0	0.2	-
	USA	-	-	-	0.8	-	5.6

Ce chapitre visait ainsi à présenter la nouvelle structure du modèle TIAM-FR suite aux apports que nous y avons intégrés pour mieux prendre en compte la filière de la bioénergie. Nous explicitons notamment les choix méthodologiques qui ont conduit à ces développements. D'une part, la phase d'extraction a été étendue en amont en tenant compte de la surface des sols et des différents types de cultures énergétiques. Ce changement permet de considérer les caractéristiques de la biomasse suivant les applications associées et de prendre en compte les échanges de bioénergie au niveau des ressources primaires et secondaires. Les biomasses solides ont été désagrégées en cinq commodités ce qui permet de mieux appréhender l'origine de ces ressources et d'évaluer de manière plus pertinente son potentiel de développement suivant les caractéristiques propres à chaque catégorie : les résidus agricoles à la récolte, les résidus agricoles de transformation, les résidus forestiers de découpe, les résidus forestiers de transformation, le bois. Cette désagrégation permet également d'associer les ressources primaires à des technologies de conversion de manière plus précises et d'introduire ses échanges internationaux. Les coûts de production de chaque type de ressource, les cultures énergétiques, les quatre types de résidus et les bois pour l'énergie, ont été évaluée en lien avec les potentiels de la biomasse qui seront présentés dans le chapitre suivant. D'autre part, dans ce chapitre, les technologies de conversion ont été présentées de manière détaillée en précisant les enjeux de développement futur. Nous avons plus spécifiquement considéré les voies de production de biocarburants liquides, de première et de deuxième génération, les voies thermochimique et biochimique. La conversion de biomasse en biogaz, de première génération et de deuxième génération, est également présentée, tout comme la production de pellets et de pellets torréfiés et les procédés de production d'électricité, de chaleur et de cogénération. Enfin, la configuration des échanges de la bioénergie, dont les coûts de transport et la calibration à l'année 2010 a été évaluée et est également présentée dans ce chapitre.

Pour aller plus loin dans la représentation des ressources biomasses, et pour mieux répondre aux interrogations quant à son potentiel de développement, nous avons complété la désagrégation des ressources biomasses d'une évaluation précise de son potentiel. L'ensemble de ces développements permet ainsi de proposer différents niveaux de disponibilités de la bioénergie au regard de différents déterminants comme les niveaux de rendements impactés par les effets du changement climatique, la concurrence avec les productions à des fins alimentaires, les allocations d'usages des sols, etc. Le chapitre 3 présente la méthodologie de l'évaluation des ressources disponibles et les résultats en termes de potentiels d'exploitation des ressources bioénergies. Ces niveaux de disponibilités différenciés feront l'objet d'une analyse prospective spécifique dans le chapitre 4.

Chapitre 3 : Estimation du potentiel à long terme de la bioénergie

La disponibilité des ressources en biomasse en un facteur décisif pour éclairer l'analyse prospective du déploiement à long terme de la bioénergie et le rôle qu'elle pourra jouer dans la décarbonation des systèmes énergétiques. Les développements apportés à l'amont de la filière de la bioénergie dans le modèle TIAM-FR conduisent à développer une méthodologie spécifique à l'estimation du potentiel de la biomasse.

L'évaluation du potentiel de biomasse bénéficie d'une littérature assez riche mais présente néanmoins une forte hétérogénéité quant aux hypothèses prises, des différences de couverture géographique, des niveaux différents de désagrégation, un manque des données détaillées et/ou des données anciennes à remettre à jour. En cohérence avec la désagrégation des ressources biomasses réalisée dans le chapitre 2, nous présentons ici les méthodologies développées et appliquées pour l'évaluation des ressources disponibles en biomasse.

Afin de rendre possible le choix entre plusieurs cultures énergétiques suivant les utilisations correspondantes et d'introduire la compétition entre les ressources, le potentiel des cultures énergétiques est estimé au niveau de la surface disponible pour chacune des quinze régions du modèle TIAM-FR. Pour cette estimation, nous avons privilégié la sécurité alimentaire pour éviter le conflit avec la production alimentaire dans le monde. Nous appliquons également une approche d'optimisation de l'usage du sol. Basés sur la projection de la production alimentaire domestique, les résidus agricoles sont ainsi estimés en tenant en compte du critère environnemental. Ensuite, les ressources disponibles en biomasse forestière sont estimées en se limitant à une croissance durable dans le cadre d'une contrainte conservatrice. Enfin, les résidus forestiers sont également estimés en appliquant des critères environnementaux afin d'éviter la dégradation biologique de terres.

3.1. Evaluation des ressources disponibles en biomasse agricole

Dans le but de distinguer les différents types de biomasse agricole, les surfaces disponibles dédiées à la production de la biomasse agricole ont été estimées. Dans cette section, la méthodologie développée pour l'évaluation du potentiel de la biomasse agricole est présentée ainsi que les résultats.

3.1.1. Méthodologie employée pour l'évaluation de la surface de biomasse agricole

Comme évoqué précédemment, la production de bioénergie issue des produits agricoles peut conduire à une compétition d'usage du sol avec les récoltes alimentaires. Ainsi, afin d'évaluer le potentiel de la surface dédiée à la production des cultures énergétiques, nous avons pris en compte cet aspect et privilégié une méthodologie basée sur une approche donnant la priorité à l'alimentaire (une approche *food-first*). Plus précisément, cette approche impose comme priorité de répondre aux demandes en ressources alimentaires, humaines et animales, en allouant en tout premier lieu les surfaces productibles à ces usages. Nous nous référons à l'application de ce concept dans l'étude de Smeets et al. (Smeets, Faaij, et Lewandowski, 2004). En outre, nous avons imposé une condition de

durabilité qui ne permet d'exploiter que la surface agricole cultivée actuelle (*current cultivated land*), autrement dit ici pour l'année 2010, le pâturage et d'autres surfaces boisées (*grass and other wooded land)* selon la classification du GAEZ (IIASA/FAO, 2012) et de la FAO. La forêt est ainsi conservée au maximum sur tout l'horizon temporel. Il s'agit d'une contrainte très restrictive et conservatrice qu'il est possible de modifier et donc de relâcher sur l'horizon temporel.

L'estimation de la surface disponible pour la production de bioénergie s'est déroulée en plusieurs étapes qui sont synthétisées dans le schéma et l'équation ci-dessous (figure 3.1 et équation (3.1)).

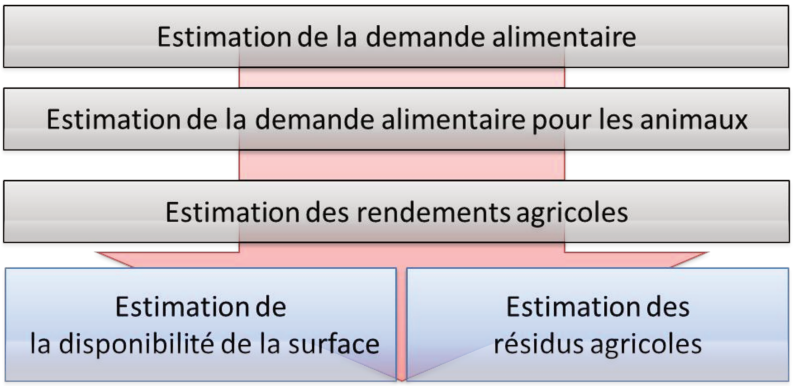


Figure 3.1. La procédure de l'estimation de la surface disponible

Tout d'abord, nous avons estimé la demande alimentaire à partir de la projection du régime alimentaire et l'évolution démographique. En les couplant avec les productivités agricoles estimées dans le futur et en déduisant la surface non-nutritive, nous estimons enfin la surface dédiée à la production jusqu'à horizon 2100.

$$Landavl_{i,j} = Agrland_{i,baseyear} + Grassland_{i,baseyear} - Agrland_{i,j} - livestockland_{i,j} - builtupexp_{i,j} \quad \textbf{(3.1)}$$

où :

$Landavl_{i,j}$: $Surface\ disponible\ pour\ la\ production\ de\ la\ bioénergie\ dans\ la\ région\ j, \text{à}\ l'année\ i$

$Agrland_{i,baseyear}$: $Surface\ agricole\ dans\ la\ région\ i, \text{à}\ l'année\ de\ base$
$Grassland_{i,baseyear}$: $Patûrage\ et\ autres\ surfaces\ boisées\ dans\ la\ région\ i, \text{à}\ l'année\ de\ base$
$Livestockland_{i,j}$: $Surface\ pour\ la\ production\ des\ animaux\ dans\ la\ région\ i, \text{à}\ l'année\ j$

$Builtupland_{i,j}$
: $Surface\ occupée\ par\ les\ activités\ humaines\ (urbanisation) dans\ la\ région\ i, \text{à}\ l'année\ j$

$Builtupexp_{i,j}$: $Expansion\ de\ la\ surface\ urbaine\ dans\ la\ région\ i, \text{à}\ l'année\ j$
$si\ (Builtupland_{i,j} - Builtupland_{i,baseyear}) < 0, \qquad Builtupexp_{i,j} = 0$
$sinon, \qquad Builtupexp_{i,j} = Builtupland_{i,j} - Builtupland_{i,baseyear}$
$i = l'année\ de\ projection$
$j = region\ ou\ pays$

Dans les sous-sections suivantes, nous décrivons les méthodologies appliquées à chaque étape afin de déduire la surface disponible finale pour la production des cultures énergétiques (sous-section 3.1.1.1 ~ 3.1.1.4).

3.1.1.1. Projection de la demande alimentaire

La demande alimentaire future est estimée à partir, d'une part, de la projection de l'évolution du régime alimentaire telle qu'elle est disponible dans la publication récente de la FAO, « *World agriculture: towards 2030/2050 Prospects for food, nutrition, agriculture and major commodity groups, ci-après dénommée, WAT* » (Alexandratos, 2012), et d'autre part, de l'évolution démographique proposée dans la base de données des Nations-Unies (United Nations, 2012). L'étude de la FAO présente l'évolution du régime alimentaire suivant des commodités alimentaires regroupées en huit agrégats : céréales, racines et bulbes, sucre et cultures sucrières, légumineuses, huiles végétales, viande, lait et produits laitiers et enfin, autres aliments. De plus, l'évolution du régime alimentaire est donnée par région, le monde étant alors décliné en six régions : Afrique Sub-Saharienne, Afrique du Nord et de l'Est, Amérique Latine et Caraïbes, Asie du Sud, Asie de l'Est, puis pays développés et pays en voie de développement (voir Annexe 1). Cette couverture géographique ne correspond pas à celle du modèle TIAM-FR, un dégroupement des agrégats régionaux jusqu'au niveau du pays a donc d'abord été effectué puis multiplié par l'évolution démographique par pays afin d'estimer la demande, par groupe de commodités alimentaires. Ensuite, les groupes de commodités alimentaires ont été désagrégées en utilisant les taux actuels de composition des commodités alimentaires par pays calculés depuis le bilan alimentaire (*Food Balance Sheet*, FBS[22]) de la FAO (FAO, [s.d.]). La méthodologie générale pour estimer la demande alimentaire pour chaque commodité alimentaire est décrite dans l'équation ci-dessous.

$$CG_{i,r,t} = \sum CR_{i,j,r,t} \tag{3.2}$$

$$CR_{i,j,r,t} = CG_{i,r,t} \times \frac{CR_{i,j,r,2010}}{CG_{i,r,2010}} \tag{3.3}$$

Où :

$CG_{i,r,t}$ = *Demande du groupe de commodités i, dans la région r à l'année t*

$CR_{j,r,t}$ = *Demande de la commodité j dans le groupe i, dans la région r à l'année t*

i = type de groupe de commodité

j = type de commodité

$\boldsymbol{r \in R, régions\ ou\ pays}$

$\boldsymbol{t = année\ de\ projection}$

[22] Bilans alimentaires en français

Par ailleurs, l'utilisation des commodités alimentaires est classifiée en six catégories : nourritures, produits transformés, aliments pour animaux, semences, pertes, autres utilisations. Dans la plupart des cas, la consommation d'une commodité pour l'usage alimentaire est équivalente à la somme des catégories « nourritures » et « produits transformés » hormis les cultures qui sont présentées à la fois dans les produits transformés et dans la consommation directe des cultures comme la consommation du sucre et des cultures sucrières. Dans la consommation de culture de base, on soustrait la consommation dédiée à la transformation qu'on "remplace" par la consommation des produits transformés finaux. En outre, certaines commodités sont présentées suivant des unités différentes comme les cultures sucrières en unité équivalente au sucre ou les cultures oléagineuses en unité équivalente à l'huile végétale. Pour ces produits, une étape supplémentaire de conversion de l'unité a été effectuée. Ces traitements supplémentaires sont expliqués ci-dessous.

Estimation de la quantité demandée de riz

Dans le cas du riz, la consommation annuelle est présentée en unité équivalent blanchi alors que sa productivité est exprimée en riz paddy (c'est-à-dire riz à l'état brut). Le taux de conversion de 67 % utilisé par la FAO (FAO, 2001 ; FAO, [s.d.] ; FAO, [s.d.]) pour estimer le poids équivalent blanchi depuis le riz paddy a été appliqué dans notre estimation de la consommation du riz paddy à travers les régions et périodes.

Estimation de la quantité demandée des cultures oléagineuses

Quant à la consommation des cultures oléagineuses, le bilan alimentaire présente séparément la consommation des produits transformés (huile végétale) et celle des produits de base à la différence de l'étude de l'évolution du régime alimentaire qui présente la consommation des produits de base en unité équivalente aux produits transformés. Comme précédemment, les taux de conversion des cultures de base en produit final retenus proviennent du manuel de FBS (*Food Balance Sheet*) et de la littérature en cas d'indisponibilité des données (tableau 3.1).

Tout d'abord, les équations (3.4) à (3.6) présentent la distinction entre la consommation directe de l'ensemble des cultures oléagineuses et celle de l'ensemble des huiles végétales à partir de la consommation agrégée dans l'évolution du régime alimentaire de WAT. Afin de distinguer ces deux groupes, la proportion de l'année de base 2010 entre la consommation d'huile végétale et celle des cultures oléagineuses est estimée et maintenue jusqu'à la fin de l'horizon temporel. De même, l'estimation de la consommation de chaque commodité est calculée en maintenant la part de ce type de commodité dans la consommation finale de chaque groupe, comme par exemple, la part du soja dans la consommation directe totale des cultures oléagineuses (équations (3.7) et (3.8)).

$$CG_{r,t} = \sum_j (CF_{j,r,t} + CR_{j,r,t} \times a_j) \quad (3.4)$$

$$\sum_j CF_{j,r,t} = CG_{r,t} \times \frac{\sum_j CF_{j,r,2010}}{\sum_j CF_{j,r,2010} + \sum_j CR_{j,r,2010} \times a_j} \quad (3.5)$$

$$\sum_j CR_{j,r,t} = CG_{r,t} \times \frac{\sum_j CR_{j,r,2010} \times a_j}{\sum_j CF_{i,j,r,2010} + \sum_j CR_{i,j,r,2010} \times a_j} \quad (3.6)$$

$$CF_{k,r,t} = \sum_j CF_{j,r,t} \times \frac{CF_{k,r,2010}}{\sum_j CF_{j,r,2010}} \quad (3.7)$$

$$CR_{k,r,t} = \sum_j CR_{j,r,t} \times \frac{CR_{k,r,2010}}{\sum_j CR_{i,j,r,2010}} \quad (3.8)$$

Où :

$\boldsymbol{CG_{r,t}} = \boldsymbol{Demande\ totale\ de\ l'huile\ végétale\ et\ des\ cultures\ de\ base, dans\ la\ région\ r}$, à $\boldsymbol{l'année\ t}$

$\boldsymbol{CF_{j,r,t}} = \boldsymbol{Demande\ de\ l'huile\ végétale\ de\ la\ culture\ oléagineuse\ j, dans\ la\ région\ r}$, à $\boldsymbol{l'année\ t}$

$\boldsymbol{CR_{j,r,t}} = \boldsymbol{Demande\ de\ la\ culture\ oléagineuse\ j, dans\ la\ région\ r}$, à $\boldsymbol{l'année\ t}$

$\boldsymbol{a_j} = \boldsymbol{Taux\ d'extraction\ de\ l'huile\ végétale\ de\ la\ culture\ j}$

$\boldsymbol{j, k} \in \boldsymbol{type\ des\ cultures\ oléagineuses}$

$\boldsymbol{r} \in \boldsymbol{R, régions\ ou\ pays}$

$\boldsymbol{t} = \boldsymbol{année\ de\ projection}$

Tableau 3.1. Taux d'extraction de l'huile végétale et du sucre

Produits finaux	Cultures de base	Taux d'extraction	Sources
Huile de palme	Palme	0,225	GAEZ (IIASA/FAO, 2012)
Huile de soja	Soja	0,17	(Gerssen-Gondelach et al., 2014)
Huile de tournesol	Tournesol	0,44	
Huile de colza	Colza	0,4	
Huile de jatropha	Jatropha	0,38	
Huile d'arachide	Arachide	0,306	FBS (FAO, [s.d.] ; FAO, 2000 ; Kelly, Becker, et Helsing, 1991)
Huile de coton	Coton	0,18	
Huile d'olives	Olives	0,15	
Huile de coco	Noix de coco	0,123	FBS + propre calcul
Huile de sésame et autres	Sésame et autres	0,3	Moyenne des cultures oléagineuses
Sucre	Canne à sucre	0,11	FBS (FAO, [s.d.] ; FAO, 2000 ; Kelly, Becker, et Helsing, 1991)
	Betterave	0,15	

Estimation de la quantité demandée des cultures sucrières

A la différence des cultures oléagineuses et des huiles végétales, le FBS ne distingue pas les types de sucre provenant de différentes cultures sucrières. En supposant que les quantités transformées des cultures sucrières sont toutes converties en sucre, dans un premier temps, nous avons estimé la part de chaque type de cultures sucrières dans la totalité de la production du sucre. Les proportions entre la canne à sucre et la betterave de l'année de base sont maintenues pour chaque type d'usages : la consommation directe et la transformation en sucre.

$$CG_{r,t} = CF_{r,t} + \sum_{j} (CR_{j,r,t} \times a_j) \tag{3.9}$$

$$CF_{r,t} = \sum_{j} (CT_{j,r,t} \times a_j) \tag{3.10}$$

$$\frac{CT_{j,r,2010}}{CT_{k,r,2010}} = \frac{CT_{j,r,t}}{CT_{k,r,t}} \ , j \neq k \tag{3.11}$$

$$\frac{CR_{j,r,2010}}{CR_{k,r,2010}} = \frac{CR_{j,r,t}}{CR_{k,r,t}} \ , j \neq k \tag{3.12}$$

Où :

$\boldsymbol{CG_{r,t} = Demande\ totale\ de\ sucre\ et\ des\ cultures\ de\ base, dans\ la\ région\ r,}$ à $\boldsymbol{l'année\ t}$

$\boldsymbol{CF_{r,t} = Demande\ de\ sucre, dans\ la\ région\ r,}$ à $\boldsymbol{l'année\ t}$

$\boldsymbol{CT_{j,r,t} = Demande\ de\ cultures\ sucrières\ j\ en\ transformation, dans\ la\ région\ r,}$ à $\boldsymbol{l'année\ t}$

$\boldsymbol{CR_{j,r,t} = Demande\ de\ cultures\ sucrières\ j\ en\ consommation\ directe, dans\ la\ région\ r,}$ à $\boldsymbol{l'année\ t}$

$\boldsymbol{a_j = Taux\ d'extraction\ du\ sucre\ de\ la\ culture\ j}$

$\boldsymbol{j \in type\ des\ cultures\ sucrières}$

$\boldsymbol{r \in R, régions\ ou\ pays}$

$\boldsymbol{t = année\ de\ projection}$

Estimation de la quantité demandée de lait et de produits laitiers

La consommation de lait et de produits laitiers est exprimée en unité équivalent lait dans l'estimation de WAT, seule la crème est exprimée en consommation directe pour l'alimentation avec une unité propre. Il nous faut donc convertir la crème en lait, ce que nous avons fait en considérant une hypothèse similaire à celle posée pour l'estimation des cultures sucrières et oléagineuses, à savoir de conserver la même répartition entre la consommation de lait et la crème qu'à l'année de

base. Nous avons retenu le taux d'extraction crème/lait exprimé dans les comptes de ressources et emplois de la FAO[23] (FAO, 2001) , à savoir 35 %.

3.1.1.2. Projection de la demande alimentaire destinée au bétail

Actuellement, la croissance de la demande des produits pour animaux est devenue un des leviers importants de l'utilisation des sols agricoles. Selon WAT, la production de bétail est identifiée comme l'activité la plus utilisatrice des sols pour le pâturage et la production des aliments. La surface requise pour la production de bétail dépend principalement de l'efficacité de la production et du type d'élevage. Néanmoins, aucune base de données ne fournit les informations globales qui nous permettent d'anticiper la future occupation du sol pour la production de bétail. Les seules études que nous avons pu identifier comme applicables à notre travail ont tenté d'identifier ces paramètres soit dans le but d'explorer le système de production de bétail (Bouwman et al., 2005) soit dans le but d'estimer le potentiel de la biomasse (Smeets, Faaij, et Lewandowski, 2004 ; Smeets et al., 2007). Dans ces études, trois différents systèmes de production de bétail ont été proposés, à savoir le système pastoral, selon lequel le bétail se nourrit uniquement dans les pâturages, le système sans pâturage (*landless*) selon lequel les animaux sont nourris uniquement par les cultures vivrières et les résidus et enfin le système mixte qui combine les deux systèmes. De plus, trois catégories d'aliments sont identifiées : « l'herbe des pâturages et les fourrages », « les résidus agricoles » et « les cultures vivrières ». Afin d'estimer la quantité finale requise des aliments, l'équation suivante, utilisée dans (Smeets, Faaij, et Lewandowski, 2004), a été adoptée.

$$Feed_{i,r,t} = D_{j,r,t} \times Fco_{i,j,s} \times Fce_{j,s} \quad \textbf{(3.13)}$$

Où :

$\boldsymbol{Feed_{i,r,t} = Estimation\ finale\ de\ l'aliment\ de\ type\ i, dans\ la\ r\acute{e}gion\ r,}$ à $\boldsymbol{l'ann\acute{e}e\ t}$

$\boldsymbol{D_{j,r,t} = Demande\ finale\ du\ produit\ pour\ animal\ j, dans\ la\ r\acute{e}gion\ r,}$ à $\boldsymbol{l'ann\acute{e}e\ t}$

$\boldsymbol{Fco_{i,j,s}}$
$\boldsymbol{= Part\ de\ l'aliment\ i, pour\ le\ type\ de\ produit\ pour\ animal\ j, suivant\ le\ syst\grave{e}me\ d'\acute{e}levage\ s}$
$\boldsymbol{Fce_{j,s} = Efficacit\acute{e}\ de\ conversion\ des\ aliments\ en\ proudit\ pour\ animal\ j,}$
$\boldsymbol{sous\ le\ syst\grave{e}me\ d'\acute{e}l\acute{e}vage\ s}$, *ce paramètre est exprimé en quantité de l'ensemble des aliments demandés (kgDM) par kg du produit d'animal.*

$\boldsymbol{i = Type\ d'aliment} \in \{\boldsymbol{Fourrage, R\acute{e}sidus, Cultures\ vivri\grave{e}res}\}$

$\boldsymbol{j = Type\ de\ produit\ pour\ animal}$
$\in \{\boldsymbol{Bovin, mouton\ et\ ch\grave{e}vre, agneau, porc, produits\ laitiers, volaille}\}$
$\boldsymbol{t = Ann\acute{e}e\ de\ projection}$

Dans notre estimation, nous avons exclu le système 100 % pastoral, seuls les deux systèmes d'élevage des animaux « *landless* » et « *mixte* » ont été retenus. Les paramètres d'efficacité de

[23] Supply/utilization accounts (SUAs)

conversion des aliments (Fce) et la composition des aliments (Fco) ont été collectés depuis la littérature (Smeets, Faaij, et Lewandowski, 2004 ; Smeets et al., 2007).

Tableau 3.2. Composition des aliments pour chaque produit d'animal

Système	Produit d'animal	Herbe de pâturage et fourrage	Cultures vivrières	Résidus
Landless	Bovin	0	0,8	0,2
	Produits laitiers	0	0,8	0,2
	Mouton et chèvre	0	0,75	0,25
	Porc	0	0,75	0,25
	Volaille	0	0,75	0,25
Mixte	Bovin	0,5	0,3	0,2
	Produits laitiers	0,5	0,3	0,2
	Mouton et chèvre	0,85	0,1	0,05
	Porc	0	0,75	0,25
	Volaille	0	0,75	0,25

Tableau 3.3. Efficacité de conversion des aliments en produit d'animal

Système	Bovin	Produits laitiers	Mouton et chèvre	Porc	Volaille
Landless/Mixte	15	1.2	17	6.2	3.1

Finalement, pour estimer la demande d'aliments, nous avons désagrégé chaque type d'aliments par commodité. D'abord, l'herbe de pâturage et les fourrages sont supposés constituer deux commodités : la luzerne et l'herbe. Par contre, l'estimation de la productivité du pâturage naturel est extrêmement compliquée dans la mesure où elle varie fortement selon les localités et que les données sur le pâturage naturel ne sont pas disponibles à l'échelle globale. De ce fait, les deux commodités dont la projection des productivités sont disponibles et cohérentes avec d'autres commodités agricoles sont choisies. Aujourd'hui, la luzerne est considérée comme étant plus attractive que les autres types de fourrage en raison de son faible taux d'humidité ; les facteurs de conversion en matière sèche sont estimés à environ 0,89 pour la luzerne et 0,2 pour le pâturage naturel (CCOF, 2013 ; Reiling, Youth, et Specialist, [s.d.] ; Steen, 1996). La répartition entre la luzerne et le pâturage naturel est supposée et appliquée excepté pour les régions où la production de la luzerne n'apparait pas. Dans ce cas, le pâturage naturel est uniquement inclus dans la catégorie « herbe de pâturage et fourrages ». Dans un second temps, la désagrégation des cultures vivrières a été effectué sur la base des bilans alimentaires de l'année 2010 comme ce fut le cas pour la consommation alimentaire directe (équations (3.2) et (3.3)). Dans ces bilans de la FAO, l'utilisation d'une culture pour nourrir les animaux est aussi séparément présentée dans la catégorie « *Feed* ».

3.1.1.3. Projections des rendements agricoles

Dans cette thèse, la projection des rendements agricoles étudiée par GAEZ (Système mondial des zones agro-écologiques) de la FAO et l'IIASA a été retenue. L'étude de GAEZ fournit l'évolution des rendements agricoles pour différentes cultures, selon différents scénarios et contraintes. Brièvement, les productivités sont classifiées en deux types : les rendements agro-climatiques et les

rendements agro-écologiques[24]. Dans le premier cas, les rendements sont calculés suivant différentes potentialités agro-climatiques dans le modèle de biomasse AEZ qui reflètent les potentiels de rendement selon la température, la radiation solaire, les profils d'humidité au sol, mais aussi le stress hydrique lié à la production agricole. Dans le second cas, les productivités agro-écologiques considèrent la contrainte de la fertilité du sol et de la gestion des sols (sur une base écologique durable). Ces deux types de productivités varient suivant les différents scénarios climatiques de l'IPCC (SRES). Dans le cas des productivités agro-écologiques, nous avons identifié deux groupes de productivités intitulés « capacité totale de production » et « capacité de production potentielle pour la terre actuellement cultivée». Le premier groupe ne présente que le système d'alimentation en eau pluvial alors que la projection agro-climatique présente à la fois le système d'irrigation et le système pluvial. Le deuxième groupe estime les productivités seulement pour la terre actuellement cultivée. De ce fait, dans cette thèse, nous avons choisi de considérer de prime abord les productivités agro-climatiques et de compléter, le cas échéant lorsque la projection n'était pas disponible, par les productivités agro-écologiques sur la terre actuellement cultivée.

En outre, il faut noter que la contrainte de la fertilité du sol n'est pas ignorée dans notre estimation. Elle est en effet également prise en compte en limitant la disponibilité du sol selon des niveaux de fertilité, notamment dans le cas de la catégorie « pâturage et autres surfaces boisées ».

Au final, les productivités de chaque culture ont été retenues pour les années 2020, 2050 et 2100 selon deux types de système d'alimentation en eau, « pluvial » et « irrigation », et par niveaux d'entrée technologique. Dans l'étude de GAEZ, trois niveaux d'entrée technologique sont considéré : haut, moyen et bas[25]. Le niveau haut suppose un progrès technique rapide conduisant à des productivités agricoles élevées, une faible intensité de travail et un système entièrement mécanisé. Le niveau moyen suppose un système agricole partiellement orienté vers le marché, une mécanisation intermédiaire et un travail manuel avec des équipements portatifs et/ou la traction animale. Le dernier niveau, bas, est basé sur un mode traditionnel de production agricole avec une forte intensité du travail. Dans le but d'estimer la surface disponible pour la production de la bioénergie et par là-même pour notre estimation des rendements futurs, nous avons considéré les niveaux moyen et haut de progrès technique.

---

[24] http://www.fao.org/nr/gaez/a-propos-du-portail-de-donnees/aptitude-et-rendements-potentiels/fr/

[25] Définition des niveaux d'entrée par GAEZ (IIASA/FAO, 2012)

Low level input*: Under a low level of inputs (traditional management assumption), the farming system is largely subsistence based. Production is based on the use of traditional cultivars (if improved cultivars are used, they are treated in the same way as local cultivars), labor intensive techniques, and no application of nutrients, no use of chemicals for pest and disease control and minimum conservation measures.*

Intermediate level input*: Under an intermediate level of input (improved management assumption), the farming system is partly market oriented. Production for subsistence plus commercial sale is a management objective. Production is based on improved varieties, on manual labor with hand tools and/or animal traction and some mechanization, is medium labor intensive, uses some fertilizer application and chemical pest disease and weed control, adequate fallows and some conservation measures.*

High level inputs*: Under a high level of input (advanced management assumption), the farming system is mainly market oriented. Commercial production is a management objective. Production is based on improved or high yielding varieties, is fully mechanized with low labor intensity and uses optimum applications of nutrients and chemical pest, disease and weed control.*

3.1.1.4. Projection de la disponibilité de la surface pour la bioénergie

L'estimation de la demande finale de surface agricole s'est ainsi déroulée en plusieurs étapes suivant les hypothèses et méthodologies citées précédemment. En ce qui concerne la demande finale alimentaire par commodité, région et année, la consommation finale est composée de plusieurs usages en référence aux bilans alimentaires de la FAO comme expliqué avant.

$$Cons_{j,r,t} = \left(CD_{j,r,t} + CP_{j,r,t} + CA_{j,r,t} + CS_{j,r,t} + CW_{j,r,t} + CO_{j,r,t}\right) \quad \textbf{(3.14)}$$

Où $Cons_{j,r,t}$ est la consommation domestique de denrée j dans la région r à l'année t. *CD, CP* sont respectivement la consommation directe et la quantité transformée, telles que définies dans la sous-section 3.1.1.1. *CA* est la quantité consommée par le bétail, telle que présentée dans la sous-section 3.1.1.2. Ensuite, *CS, CW, CO* sont respectivement les quantités de semences, les pertes et les autres usages.

Concernant les semences et pertes, nous avons posé l'hypothèse que la proportion entre ces usages et la demande alimentaire de l'année 2010 est maintenue pour chaque région et commodité en raison du manque de données et de l'incertitude de la projection dans le futur. Cependant, la part de ces usages reste négligeable dans la production alimentaire (moins que 1 %) et n'aura donc qu'un impact très limité sur la demande totale de chaque commodité étudiée. Par contre, la classification « autres usages » peut inclure l'utilisation énergétique des commodités agricoles. Dans la mesure où les choix énergétiques sont réalisés par le modèle, nous avons décidé de ne pas permettre l'évolution de ces usages dans l'estimation du potentiel de la demande alimentaire. La catégorie « autres usages » est donc maintenue constante pendant la période de projection. De ce fait, dans la calibration finale du modèle, la surface utilisée pour l'usage énergétique actuel est rajouté tout au long de la période. En revanche, la consommation domestique totale calculée par l'équation (3.14) n'est pas toujours égale à la production domestique due à l'import et l'export des denrées.

$$Prod_{j,r,t} + Imp_{j,r,t} - Exp_{j,r,t} = Cons_{j,r,t} \;\; ou \;\; Prod_{j,r,t} = Cons_{j,r,t} \times SSR_{j,r,t} \quad \textbf{(3.15)}$$

Où $Prod_{j,r,t}$ est la production domestique de denrée j dans la région r à l'année t. $Imp_{j,r,t}$ est la quantité importée de denrée j dans la région r à l'année t. $Exp_{j,r,t}$ est la quantité exportée de denrée j dans la région r à l'année t. $SSR_{j,r,t}$ est le ration d'autosuffisance alimentaire de denrée j dans la région r à l'année t.

Afin d'investiguer la production domestique, nous avons de prime abord maintenu les quantités actuelles d'import et d'export mais cette hypothèse provoquait une hausse exponentielle du taux d'autosuffisance de l'ensemble des commodités dans les régions qui connaissent une évolution rapide de la démographie. Nous avons donc ensuite considéré le ratio d'autosuffisance alimentaire (SSR, *self-sufficiency ratio*) (équation (3.16)) qui est présenté dans les bilans alimentaires de la FAO. Dans un premier temps, le SSR est gardé constant dans la période du calcul puisqu'aucune prospective de l'évolution du SSR par commodité et par région n'est disponible ni dans la littérature ni dans les statistiques globales. Cependant, cela provoquait également un déséquilibre entre les niveaux globaux d'import et d'export au regard de l'évolution de la consommation dans le temps.

$$SSR\ (\%) = \frac{Production}{Production + import - export} \times 100 \quad \textbf{(3.16)}$$

Un autre défi identifié pour estimer la surface pour la production alimentaire est la limite d'utilisation du système d'irrigation. Les rendements agricoles tels que présentés dans la sous-section 3.0 diffèrent suivant le système d'alimentation en eau employé. Malgré des productivités plus élevées avec le système d'irrigation qu'avec le système pluvial, son déploiement doit être limité au regard de plusieurs contraintes comme l'eau disponible ou des aspects économiques et écologiques. Le potentiel du système d'irrigation proposé par AQUASTAT[26] (FAO, 2016) est la seule source disponible à cet égard et est donc appliqué pour notre estimation de la surface demandée.

Box 3.1. Définition du potentiel d'irrigation dans AQUASTAT

Superficie physique potentiellement irrigable. Les études nationales et régionales utilisent différentes méthodes pour estimer cette valeur. Certaines, par exemple, ne tiennent compte que des ressources en terres ou considèrent les ressources en terres plus l'eau disponible, d'autres incluent dans leurs évaluations des aspects économiques (distance et/ou différence d'élévation entre les terres susceptibles d'être irriguées et l'eau disponible) ou des aspects écologiques. Lorsqu'elle est disponible, cette information est fournie dans le profil de pays. Elle comprend les superficies qui font déjà l'objet d'une gestion de l'eau pour l'agriculture.

Reste cependant encore le problème du choix des cultures qui seront produites par le système d'irrigation. Pour ce faire, un programme d'optimisation a été réalisé sous Python, optimisant l'ensemble des surfaces occupées pour la production alimentaire en respectant l'équilibre de la production et la consommation de chaque denrée et la limite du système d'irrigation par région. La description du problème d'optimisation est expliquée ci-dessous.

La fonction objectif du problème d'optimisation posé correspond à chaque période, à la minimisation de la somme des surfaces demandées pour la production alimentaire pour toutes les régions de chaque période de l'estimation :

$$min\left(\sum_{r\in R, c\in C,} S_{r,c,t}^{irri} + S_{r,c,t}^{rain} + w^{grass} \times S_{r,t}^{grass} + w^{ow} \times S_{r,t}^{ow} + w^{forêt} \times S_{r,t}^{forêt}\right), \quad \forall t \in T = \{2030, 2050, 2100\} \tag{3.17}$$

où S est la surface qui utilise l'alimentation en eau irriguée ou pluviale pour la production d'une denrée c, dans la région r à l'année t ; les trois variables supplémentaires, $S_{r,t}^{grass}$, $S_{r,t}^{ow}$ et $S_{r,t}^{forêt}$, sont respectivement les surfaces « pâturage », « autres surfaces boisées » et « surfaces forestières » qui seront utilisées lors de l'expansion inéluctable de la surface agricole dans la région r à l'année t ; R est l'ensemble des pays/régions ; associées à des facteurs de sanction, w^{grass}, w^{ow}, $w^{forêt}$. C est l'ensemble des commodités alimentaires.

Les contraintes pour répondre à la demande d'alimentation, équilibrer les soldes globaux et limiter le déploiement du système d'irrigation sont traduites dans les équations suivantes :

[26] AQUASTAT est le système mondial d'information sur l'eau de la FAO, développé par la Division des terres et des eaux. (Défini dans le site d'AQUASTAT)

- **Production domestique et demande finale** : $Dom_{r,c,t}$ est la production domestique de la denrée c dans la région r à l'année t ; $Etg_{r,c,t}$ est la production étrangère de la denrée c dans la région c à l'année t. $Etg_{r,c,t}$est considérée comme le solde de l'import et l'export d'une denrée, si négative, plus d'export que d'import est effectué. $a_{r,c,t}$ est la demande d'alimentation finale.

$$Dom_{r,c,t} + Etg_{r,c,t} = a_{r,c,t} \quad \textbf{(3.18)}$$

- **Production domestique** : la production domestique de la denrée c (culture) se compose de deux productions : production sous le système d'irrigation et celle sous le système pluvial. $Y_{r,c,t}^{irri}$ et $Y_{r,c,t}^{rain}$ sont les productivités de la culture c retenues précédemment par pays et par année.

$$Dom_{r,c,t} = Y_{r,c,t}^{irri} \times S_{r,c,t}^{irri} + Y_{r,c,t}^{rain} \times S_{r,c,t}^{rain} \quad \textbf{(3.19)}$$

- **Demande finale (générale)** : $Cons_{r,c,t}$ est la demande de la denrée c pour l'alimentation estimée dans les sous-sections précédentes (3.14).

$$a_{r,c,t} = Cons_{r,c,t} \quad \textbf{(3.20)}$$

- **Demande finale (cultures utilisées aussi pour les animaux ou pour la transformation)** : la demande finale pour des cultures qui servent à l'alimentation directe, à nourrir les animaux ainsi que à la transformation en sucre ou en huile végétale est imposée par les équations suivantes (3.21) ~ (3.23).

$$a_{r,c',t} = Cons_{r,c',t} + f_{r,c',t} + b_{r,c',t}, \forall c' \in (I \cup L) \quad \textbf{(3.21)}$$

  - **Demande des aliments pour les animaux** : $Feed_{r,i,t}$ est la demande d'aliment i pour tous les animaux dans la région r à l'année t (voir l'équation (3.13)). $A_{i,j,s}$ est la matrice de conversion de la production du produit d'animal j en aliment i sous le système d'élevage s. $a_{r,j,t}$ est la demande finale du produit d'animal j. Cette équation est présentée dans la sous-section 3.0 (voir aussi l'équation (3.13)). I est l'ensemble des aliments pour les animaux et J est l'ensemble des produits animaux.

$$f_{r,i,t} = \sum_{j \in J} A_{i,j,s} \times a_{r,j,t} \quad , \forall i \in I \; et \; \forall s \in \{Landless, mixed\} \quad \textbf{(3.22)}$$

  - **Demande des cultures de base pour les sucres et les huiles végétales** : $b_{r,l,t}$ est la demande de la culture de base l pour produit transformé k dans la région r à l'année t. $B_{i,j,s}$ est la matrice de conversion de la transformation de la culture i en produit k. $a_{r,k,t}$ est la demande finale du produit transformé k. L est l'ensemble des cultures

de base qui peuvent être transformées. K est l'ensemble des produits transformés : tous les types de sucres et d'huiles végétales. Cette équation est présentée dans la sous-section 3.0 (voir aussi les équations (3.4) ~ (3.12)).

$$b_{r,l,t} = \sum_{k \in K} B_{l,k} \times a_{r,k,t} \quad , \forall l \in L \tag{3.23}$$

- **Limite de la disponibilité de surface** : la surface exploitable pour la production alimentaire est limitée à la somme des surfaces actuellement cultivée ($S_{c,r,t}^{agr}$), forestière ($S_{r,t}^{forêt}$), pâturage ($S_{r,t}^{grass}$) et autres surfaces boisées ($S_{r,t}^{ow}$) à l'année t.

$$\begin{gathered} \sum_{c \in C} S_{r,c,t}^{irri} + S_{r,c,t}^{rain} \leq \sum_{c \in C} S_{c,r,t}^{agr} + S_{r,t}^{grass} + S_{r,t}^{ow} + S_{r,t}^{forêt} \\ 0 \leq \sum_{c \in C} S_{r,c,t}^{irri} + S_{r,c,t}^{rain} \end{gathered} \tag{3.24}$$

Box 3.2. Disponibilité de la surface initiale pour la production alimentaire

Dans cette étude, la classification du sol proposée par GAEZ a été utilisée. GAEZ divise la couverture du sol en « sol actuellement cultivé », « pâturage et autres surfaces boisées », « forêt », « zone urbaine : infrastructures », « terre aride et végétation clairsemée : non productif » et « plans d'eau ». Dans le cas de la classification « pâturage et autres surfaces boisées », l'étude de GAEZ ne décompose pas ces surfaces boisées à la différence de l'étude de la FAO sur la forêt (*Forest Resource Assessment, FRA*) qui les présente séparément. A partir de ces données, nous avons donc désagrégé « pâturage et autres surfaces boisées » en « pâturage : $S_{r,t}^{grass}$ » et « autres surfaces boisées : $S_{r,t}^{ow}$ ».
Au regard de l'approche « *food-first* » employée, la surface requise pour la production alimentaire et pour les aliments des animaux est donc allouée en priorité aux deux types de sol : « sol actuellement cultivé » et « pâturage ».

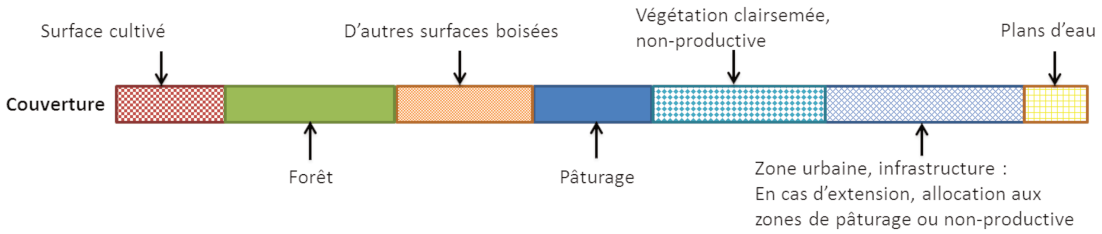


Figure 3.2. Couverture du sol modifiée et adopté depuis l'étude de GAEZ

Concernant la zone urbaine, son évolution est projetée jusqu'à 2100 pour chaque région/pays. Le taux annuel de changement de la surface urbaine retenu provient de l'étude des Nations Unies, « *World Urbanization Prospects : the 2014 revision* » (United Nations, 2014). Par contre, cette étude ne proposant une projection que jusqu'à l'année 2050, nous avons conservé ce taux constant à partir de l'année 2050. En cas d'expansion de la zone urbaine, la zone urbaine supplémentaire est allouée aux zones de pâturage ou non-productive au prorata des superficies de ces deux zones.

Comme décrit dans la sous-section 3.0, il est nécessaire d'adresser le niveau de fertilité du sol parce que nous employons les productivités agro-climatiques qui ne prennent pas en compte la qualité du sol. Dans ce contexte, le niveau de fertilité présenté dans l'étude de GAEZ filtre

encore une fois la disponibilité du sol estimée avant. Le niveau de fertilité est défini de la catégorie « très sévère » pour la terre la moins fertile jusqu'à « non-contraignant » pour la terre abondamment fertile. Dans nos calculs, nous avons appliqué les catégories de fertilité entre « non-contraignant » et « sévère ».

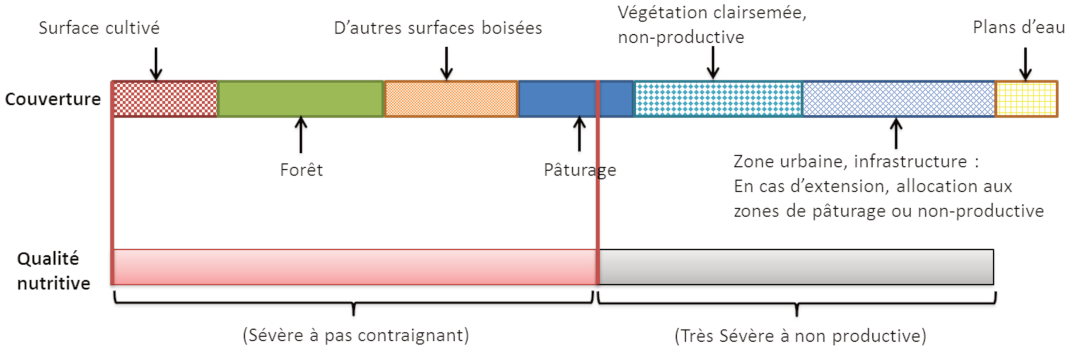


Figure 3.3. Filtrage de la fertilité du sol

- **Limite de la surface irriguée** : selon le potentiel d'irrigation publié par AQUASTAT, la somme des surfaces irriguées est bornée chaque année. Cette statistique fourni trois états différents de surface irriguée : (1) surface irriguée et cultivée, (2) surface équipée pour l'irrigation et (3) potentiel d'irrigation**.** Suivant l'hypothèse d'évolution progressive de la surface irriguée, le maximum de la surface irriguée par région est graduellement imposé.

Année 2030 $$\sum_{c\in C} S^{irri}_{r,c,2030} \leq Irri^{Eqip}_{r,2030}$$

Année 2050 $$\sum_{c\in C} S^{irri}_{r,c,2050} \leq (Irri^{Eqip}_{r,2050} + Irri^{Max}_{r,2050}) \quad \textbf{(3.25)}$$

Année 2100 $$\sum_{c\in C} S^{irri}_{r,c,2100} \leq \left(Irri^{Eqip}_{r,2100} + Irri^{Max}_{r,2100}\right)$$

- **Equilibre de l'import et de l'export** : Cette contrainte impose que la production globale de la denrée c soit égale à la consommation globale à chaque année t.

$$\sum_{r\in R} Dom_{r,c,t} = \sum_{r\in R} Cons_{r,c,t} \quad \textbf{(3.26)}$$

- **Positionnement de l'importateur ou de l'exportateur** : Le positionnement des pays par commodité en matière d'échanges des ressources biomasses, en tant qu'importateur ou exportateur, est conservé dans la période de calcul. L'évolution du taux d'autosuffisance par commodité a cependant été paramétrée par pays, comme celui défini par le SSR de l'année 2010. Si SSR < 1, ceci signifie importateur. Et inversement. Les équations suivantes décrivent cette contrainte. Où P^{Imp} et P^{Exp} sont les paramètres du relâchement de l'import et de l'export.

$$Si, SSR_{r,c,2010} \leq 1 \quad \begin{cases} a_{r,c,t} \geq Dom_{r,c,t} \\ a_{r,c,t} \times P^{Imp} \leq Dom_{r,c,t} \end{cases}$$

$$Si, SSR_{r,c,2010} > 1 \quad \begin{cases} a_{r,c,t} \leq Dom_{r,c,t} \\ a_{r,c,t} \times P^{Exp} \geq Dom_{r,c,t} \end{cases} \tag{3.27}$$

Enfin, la surface dédiée à la production de bioénergie est évaluée sur la base des résultats de ce problème d'optimisation. Dans une mesure conservatrice en matière d'environnement, aucune déforestation n'est permise à des fins de production de ressources agricoles pour la bioénergie. Il en résulte que le reste de « pâturage » et « autres surfaces boisées », qui ne sont pas utilisées pour la production alimentaire et la protection environnementale, est considéré comme pertinent pour la production des cultures énergétiques. Nous avons toutefois développé différents scénarios de la conservation de ces deux types des sols. Ainsi, la surface disponible dédiée à la production de la bioénergie peut être dessinée comme présentée dans la figure ci-dessous.

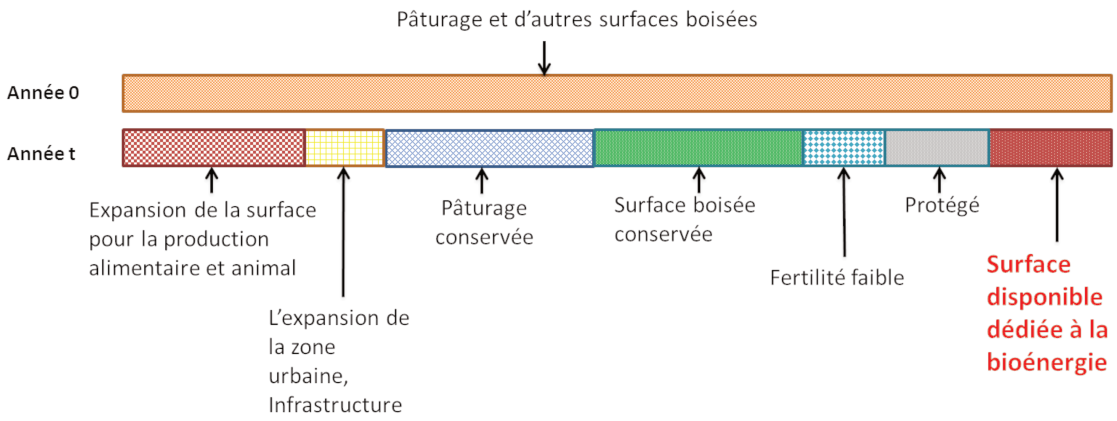


Figure 3.4. Surface dédiée à la production de la bioénergie

3.1.2. Méthodologie pour l'évaluation du potentiel de résidus agricoles

L'évaluation du potentiel de résidus agricoles diffère selon la provenance des ressources, c'est-à-dire suivant qu'il s'agisse de résidus primaires, qui sont générés au moment de la récolte, ou de résidus secondaires, qui sont des sous-produits de la transformation de cultures en produit final. Dans un premier temps, le potentiel de résidus agricoles primaires est estimé sur la base du RPR, le *Residue to Product Ratio* et du facteur de récupération. Le RPR et le taux de production des résidus à partir de la production unitaire par culture. Ces données sont principalement issues de (Eurostat, 2012 ; Krausmann et al., 2008) et ont été complétées par les données issues de l'étude du SERI, le *Sustainable Europe Research Institute* (Jölli et Giljum, 2005) pour les éléments manquants. Enfin, les résidus agricoles à la récolte sont calculés en multipliant la quantité de la production domestique de chaque culture par le RPR correspondant et le taux de récupération. Ce calcul est décrit dans l'équation (3.28).

$$Res_{c,r,t} = Dom_{c,r,t} \times T_{c,r}^{RPR} \times T_{r}^{Recovery}\ ,\ \forall c \in Cultures,\ \forall r \in Pays/régions, \forall t \in Années \quad (3.28)$$

Où $Res_{c,r,t}$ est la quantité des résidus disponibles issues de la culture c, dans la région r, à l'année t ; $Dom_{c,r,t}$ est la quantité de la production de la culture c, dans la région r, à l'année t ; $T_{c,r}^{RPR}$ est le *Residue to Product* Ratio de la culture c, dans la région r ; $T_{r}^{Recovery}$ est le facteur de récupération des résidus dans la région r.

Le tableau 3.4 récapitule les taux de production des résidus agricoles récupérables à la récolte. Il faut noter que l'enlèvement des résidus agricoles est critiqué en raison des risques de diminution de la teneur en matière organique des sols, de dégradation de la qualité et de la fertilité du sol et d'érosion du sol. Il en résulte que l'enlèvement total des résidus agricoles depuis le sol doit être évité. Plusieurs études sur l'utilisation durable des résidus agricoles concluent qu'entre 25 % et 50 % des résidus agricoles depuis les cultures peuvent être récupérés sans impacter la performance des terres et 5 % pour les légumes et fruits (Fischer et al., 2007 ; Hoogwijk et al., 2003 ; Rogner et al., 2012 ; Smeets et al., 2007 ; Yamamoto, Yamaji, et Fujino, 1999). Dans notre estimation, nous avons ainsi considéré un taux de récupération de 25 % pour les cultures générales et de 5 % pour les légumes et les fruits (tableau 3.4).

Tableau 3.4. Taux de production des résidus : RPR x Taux de récupération

Item	East Asia	East Europe	Latin America	North Africa/ West Asia	North America/ Oceania	South Asia/ Central Asia	Subsahar ian Africa	West Europe
Rice	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,75	0,75	0,6
Wheat	0,75	0,75	0,75	0,75	0,6	0,85	1,15	0,5
Barley	0,75	0,75	0,75	0,75	0,6	0,85	1,15	0,5
Maize	1,5	0,95	1,5	1,5	0,6	1,75	1,75	0,6
Rye	0,75	0,75	0,75	0,75	0,6	0,85	1,15	0,5
Oats	0,75	0,75	0,75	0,75	0,6	0,85	1,15	0,5
Millet	1,5	0,95	1,5	1,5	0,6	1,75	1,75	0,6
Sorghum	1,5	0,95	1,5	1,5	0,6	1,75	1,75	0,6
Cassava	0,4	0,2	0,4	0,4	0	0,4	0,4	0
Potatoes	0,5	0,25	0,5	0,5	0	0,5	0,5	0
Sweet potatoes	0,5	0,25	0,5	0,5	0	0,5	0,5	0
Yams	0,5	0,25	0,5	0,5	0	0,5	0,5	0
Roots, other	0,5	0,25	0,5	0,5	0	0,5	0,5	0
Beans	0,2	0,5	0,2	0,2	0	0,2	0,2	0
Peas	0,2	0,5	0,2	0,2	0,5	0,2	0,2	0,5
Pulses, Other	0,2	0,5	0,2	0,2	0,5	0,2	0,2	0,5
Sugar cane	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
Sugar beet	0,35	0,125	0,35	0,35	0	0,35	0,35	0
soybeans	0,6	0,75	0,75	0,75	0,6	0,75	0,75	0,6
groundnuts	0,6	0,6	0,75	0,75	0,6	0,75	0,75	0,6
Oil crops, other	1,15	0,95	1,15	1,15	0,95	1,15	1,15	0,95

Quant aux résidus secondaires, différents types de sous-produits, par exemple la balle de riz (sous-produit dérivé du décorticage du riz), le son des cultures, les coques de noix, les tourteaux des cultures oléagineuses et les bagasses et mélasses des cultures sucrières, sont calculées en employant les facteurs de conversion technique de la FAO. On notera que la FAO fournissant ces données par pays, sans couvrir systématiquement toutes les commodités, des facteurs de conversion régionaux sont donc déduits en considérant des moyennes pondérées des pays représentatifs de chaque région de TIAM-FR. Les pays représentatifs sont choisis en termes de la quantité de produits agricoles transformés depuis la statistique FAOSTAT (tableau 3.5). Par contre, pour convertir les résidus en quantité d'énergie (EJ), il est nécessaire de déterminer leur teneur en matière sèche (Krausmann et al., 2008). La teneur en matière sèche de chaque résidu secondaire est extrait de la base de données ECN Phyllis2 (ECN, [s.d.]). Dans le cas des tourteaux issus de la production d'huiles végétales, seules les informations sur le soja et le colza étant disponibles, la valeur moyenne de ces deux types de tourteaux est appliquée pour le reste des cultures (voir tableau 3.6).

Tableau 3.5. Taux d'extraction des résidus secondaires

Region	AFR	AUS	CAN	CHI	CSA	EEU	FSU	IND	JPN	MEA	MEX	ODA	SKO	USA	WEU
Rice	0.33	0.38	0.30	0.34	0.32	0.47	0.35	0.34	0.27	0.35	0.30	0.34	0.27	0.28	0.33
Wheat	0.18	0.24	0.23	0.20	0.18	0.18	0.20	0.09	0.18	0.18	0.24	0.25	0.10	0.24	0.21
Maize	0.07	0.11	0.10	0.09	0.11	0.19	0.17	0.09	0.11	0.11	0.11	0.11	0.17	0.10	0.23
Sugar cane molasses	0.04	0.03	0.09	0.04	0.05	0.05	0.05	0.04	0.02	0.05	0.04	0.04	0.05	0.04	0.05
Sugar cane bagasse	0.25	0.20	0.25	0.25	0.26	0.25	0.25	0.20	0.26	0.06	0.34	0.25	0.25	0.25	0.25
Sugar beet molasses	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Sugar beet pulp	0.05	0.07	0.05	0.05	0.07	0.05	0.06	0.07	0.05	0.06	0.07	0.07	0.07	0.07	0.08
Groundnuts shell	0.30	0.33	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.50	0.25	0.30
Groundnuts oil cake	0.37	0.40	0.38	0.39	0.39	0.37	0.38	0.37	0.44	0.38	0.39	0.36	0.18	0.43	0.36
Soybeans oil cake	0.80	0.80	0.76	0.82	0.79	0.79	0.76	0.80	0.77	0.79	0.79	0.79	0.76	0.80	0.80
Sunflower oil cake	0.42	0.50	0.35	0.50	0.49	0.47	0.48	0.45	0.43	0.55	0.47	0.38	0.47	0.50	0.54
Rapeseed oil cake	0.58	0.50	0.61	0.63	0.41	0.56	0.60	0.60	0.57	0.60	0.59	0.62	0.61	0.60	0.58
Palm oil cake	0.49	0.52	0.52	0.50	0.37	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.34	0.53	0.52	0.52	0.52
Cotton oil cake	0.47	0.58	0.51	0.55	0.52	0.51	0.51	0.50	0.51	0.45	0.45	0.48	0.55	0.44	0.80
Sesame oil cake	0.57	0.51	0.51	0.51	0.51	0.50	0.51	0.52	0.43	0.48	0.44	0.55	0.45	0.51	0.50

Tableau 3.6. Taux de matière sèche des résidus secondaires

Cultures	Facteur de conversion en matière sèche	Types
Rice	0.875	husks
Wheat	0.875	bran
Maize	0.9	bran
soybeans_oil	0.905	cake
groundnuts_oil	0.9085	cake
groundnuts_shell	0.9212	shell
sunflower_oil	0.9085	cake
rape_oil	0.912	cake
cotton_oil	0.9085	cake
sesame_oil	0.9085	cake
palm_oil	0.9085	cake from palmkernel oil
Sugar cane_sugar_molasses	0.755	molasse
Sugar cane_sugar_bagasse	0.5	bagasse
Sugar beet_sugar_molasses	0.755	molasse
Sugar beet_sugar_pulp	1	dried

3.1.3. Résultats : potentiel de biomasse agricole

En nous basant sur la méthodologie décrite précédemment, le potentiel de biomasse agricole a donc été estimé pour chacune des 15 régions du modèle TIAM-FR. S'agissant des cultures énergétiques, le surplus de la surface disponible a été estimé selon différents scénarios. Nous présentons ici les résultats de l'estimation du potentiel de biomasse agricole à travers les différents paramètres considérés. Les scénarios testés reposent sur des hypothèses sur l'évolution des rendements agricoles, l'autorisation d'utilisation du reste du sol (pâturage et autres surfaces boisées) et sur le système d'élevage des animaux (*landless* et *mixte*). En plus de ces paramètres présentés dans le tableau 3.7, la croissance du pâturage est estimée sur la base de deux commodités : *Alfalfa* et *Pasture Grass* selon une répartition de 80 % pour *Alfalfa* et 20 % pour *Pasture Grass*[27].

Au final, les scénarios qui ne permettent d'exploiter la surface agricole qu'à un niveau égal à la situation du calibrage en 2010 et supposent un niveau de progrès technique moyen donnent la moindre disponibilité des terres à un usage énergétique, à hauteur de 0,59 Mm^2 dans le monde en 2050. Avec une hypothèse haute de progrès technique, la surface disponible augmente jusqu'à un niveau compris entre 1,8 Mm^2 et 2,4 Mm^2 sur la même période. Ces résultats mettent en avant l'importance du progrès technique dans le secteur agricole pour pouvoir fournir davantage de biomasse dans le monde avec un moindre impact de changement d'usage des sols.

[27] La répartition de l'*alflafa* est imposée seulement pour les pays qui actuellement en produisent à l'année de base. Pour le reste des pays, la production de « *pasture grass* » n'est qu'autorisée.

Tableau 3.7. Scénarios pour les potentiels de la biomasse agricole

Scénario	Système d'élevage	Evolution de rendements	Conversion d'autres surfaces
MIX_MID_A1_0%	Mixte	Moyen (A1)	0%
MIX_HI_A1_0%	Mixte	Haut (A1)	0%
MIX_MID_(A1~B2)_25%	Mixte	Moyen (A1, A2, B1, B2)	25%
MIX_HI_A1_25%	Mixte	Haut (A1)	25%
MIX_HI_A1_50%	Mixte	Haut (A1)	50%
LAND_MID_A1_0%	Landless	Moyen (A1)	0%
LAND_HI_A1_0%	Landless	Haut (A1)	0%
LAND_MID_A1_25%	Landless	Moyen (A1)	25%
LAND_HI_A1_25%	Landless	Haut (A1)	25%
LAND_HI_A1_50%	Landless	Haut (A1)	50%

Par contre, lorsqu'on permet une exploitation supplémentaire de 25 % des zones « pâturage et autres surfaces boisées », la surface disponible augmente rapidement jusqu'à un niveau de 8 Mm^2 avec un niveau de progrès technique moyen et de 11,4 Mm^2 avec un niveau élevé de progrès technique. En permettant davantage de conversion des zones « pâturage et autres surfaces boisées », à hauteur de 50 %, le surplus disponible pour la production de la biomasse est alors estimé à 20 Mm^2 dans la même période. Néanmoins, ce scénario est considéré comme non-réaliste et défavorable pour l'environnement à cause de l'important changement des sols qu'il induit. Concernant les différents scénarios climatiques d'A1 à B2, l'effet sur les rendements agricole reste marginal. La différence maximale entre les scénarios « MIX_MID_(A1~B2)_25% » est de moins de 0,26 Mm^2 (environs 3 %).

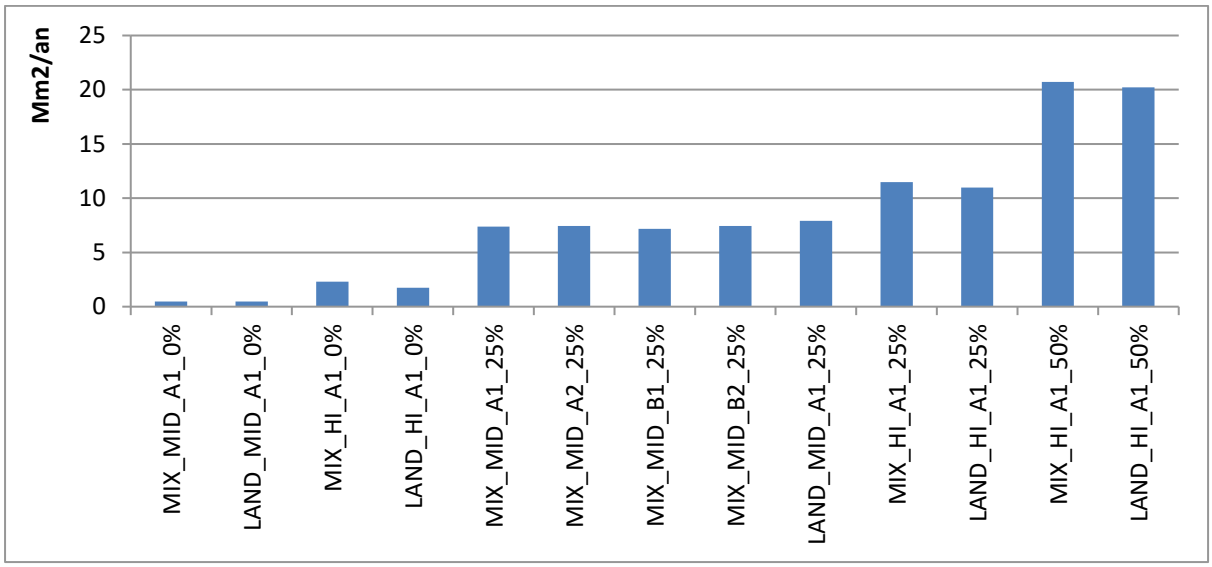


Figure 3.5. Surface disponible dans le monde pour les différents scénarios analysés en 2050

Dans le choix de scénario, nous avons opté pour le scénario A1 dont un développement de technologie maximal est prévu et les informations sur les rendements agricoles «étaient plus complètes que dans les autres scénarios. Il faut noter que nous avons seulement fait varier les rendements agricoles et n'avons pas pris en compte les autres composants des scénarios tels que l'évolution démographique, économique et des régimes alimentaires. Il n'est donc pas sensible aux paramètres socio-économiques.

Au niveau régional, l'Afrique (AFR) montre globalement la plus grande disponibilité de surface pour la production de bioénergie. Pour le scénario « MIX_MID_A1_25% », l'Afrique et l'Amérique Latine (CSA) présentent un grand potentiel de surface disponible en 2050, soit 1,9 Mm^2 pour l'Afrique et 0,9 Mm^2 pour l'Amérique Latine. La Corée du Sud (SKO) et le Japon (JPN) sont les régions les plus limitées en termes de disponibilité de surface. Ces deux pays ne pourraient en effet exploiter les terres qu'entre 0 et 0,013 Mm^2 en 2050 pour des usages énergétiques.

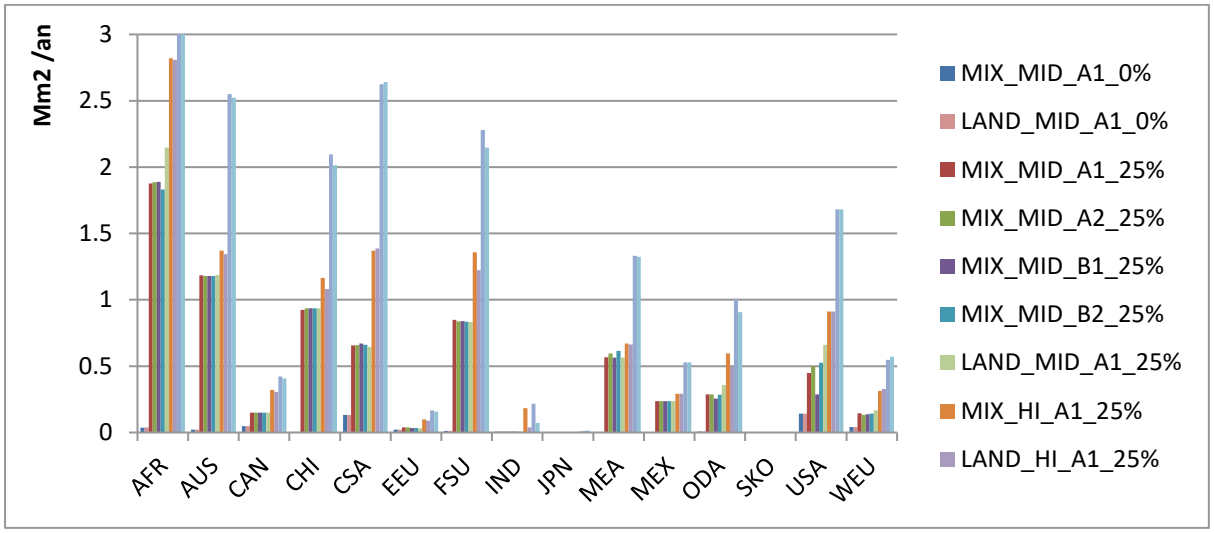


Figure 3.6. Surface disponible par région pour différents scénarios en 2050

Nos résultats sont comparables avec ceux présentés dans d'autres études scientifiques. Comme recensé dans le tableau 3.8, nous pouvons constater que la surface disponible dédiée à la production de la bioénergie varie selon les études considérées. La différence de résultats résulte des différentes hypothèses et méthodologies appliquées. Premièrement, l'étude de (van Vuuren, van Vliet, et Stehfest, 2009) a utilisé un cadre de modélisation intégrée (IMAGE) avec son sous-modèle énergétique TIMER. Dans son estimation de la surface, seule la surface agricole abandonnée et le pâturage ont été autorisé pour un usage énergétique en appliquant des facteurs de disponibilité (*Availability Factor*) de 75 % pour la surface agricole abandonnée et de 50 % pour le pâturage. Dans ces scénarios, la précarité des ressources en eau, la dégradation du sol et les réserves naturelles et de biodiversité ont été prises en compte.

Deuxièmement, nous avons considéré l'étude de (Erb et al., 2009) qui a également suivi une approche « *food-first* ». Les hypothèses sur l'évolution de la demande alimentaire sont issues de la FAO, de la statistique et de la littérature soit plus précisément, trois catégories de futurs rendements agricoles (FAO, organique, intermédiaire), l'expansion de la surface agricole (de 9 à 19 %) et trois

catégories d'efficacité de l'élevage des animaux (conventionnel, humain, organique). Concernant la méthodologie, elle utilise un modèle d'équilibre-biomasse qui vise plus précisément à atteindre un équilibre entre l'offre et la demande en biomasse. Le scénario MAX implique l'évolution des rendements la plus rapide et le minimum de demande en alimentation alors que le scénario MIN impose le maximum de demande en alimentation avec les meilleurs rendements agricoles.

La dernière étude comparée (WBGU, 2009) estime la surface disponible en faisant deux hypothèses sur la surface requise pour l'alimentation : (1) la surface agricole actuelle reste constante, (2) 1,2 Mm2 de la surface supplémentaire est requise pour l'alimentation en excluant la zone protégée et la zone où la période de récupération du carbone excède 10 ans. Le scénario MIN implique la demande de surface la plus élevée pour l'alimentation et des conditions de préservation de la nature alors que le scénario MAX implique la demande de la surface la plus basse.

Les trois études précisent que la surface disponible pour la production de bioénergie en 2050 serait à un niveau compris entre 1,3 et 9,9 Mm^2. De manière comparable, notre étude l'estime à un niveau compris entre 0,47 Mm^2 et 11,5 Mm2. De plus, en dépit des différences quant aux hypothèses posées et aux méthodologies appliquées dans les trois études citées et dans cette thèse, nous pouvons constater que l'Afrique et l'Amérique Latine pourraient contribuer largement à la production de bioénergie. D'autres études montrent des résultats comparables comme celle de (Smeets et al., 2007) qui présente une surface disponible pour la production de bioénergie comprise entre 7,3 – 35,9 Mm^2 et celle de (Hoogwijk et al., 2003) avec une surface comprise entre 4,3 et 31,8 Mm^2.

Tableau 3.8. Comparaison des surfaces disponibles en 2050 avec la littérature (Adapté de (IIASA, 2012)**)**

Unité : 1 000 km2	(van Vuuren, van Vliet, et Stehfest, 2009)		(Erb et al., 2009)		(WBGU, 2009)		**Nos résultats**		
	Relax	Strict	Min	Max	Min	Max	MID_MIX _A1_0%	MID_MIX _A1_25%	HI_MIX_ A1_25%
USA	242	303	0	1089	177	402	142	448	911
CAN	193	2	0	254	55	186	48	150	321
WEU	88	61	21	237	222	579	41	144	312
EEU	29	34	60	266	68	91	21	40	98
FSU	58	13	582	1167	168	426	12	849	1357
NAF+EAF+WCA+SAF (AFR)	686	109	1009	2532	560	833	37	1876	2820
MEE (MEA)	1	139	0	13	11	15	1	567	671
OSA+OEA+PAS (ODA+SKO)	155	225	313	744	75	302	7	287	596
CHN	93	148	52	602	210	516	5	924	1165
JPN	25	1	1	18	0	0	0	0	6
IND	3	87	0	116	282	318	6	6	184
LAC (CSA+MEX)	711	168	398	2622	480	1062	132	893	1663
OCN (AUS)	258	43	43	249	120	486	21	1184	1369
Total	2542	1333	2479	9909	2428	5216	472	7357	11473

Au regard de la nouvelle structure implémentée dans le modèle TIAM-FR, la surface disponible pour la production de bioénergie est ainsi renseignée dans le modèle et est liée à des processus de conversion en énergie, le choix des commodités étant alors endogène au modèle. Le potentiel des cultures énergétiques peut donc varier selon plusieurs critères : les paramètres technico-économique de la filière bioénergie selon les régions et les périodes, la disponibilité des technologies, etc. Néanmoins, afin de positionner l'étendue possible de notre potentiel disponible, nous avons estimé le potentiel énergétique en supposant l'utilisation complète des sols pour la production des cultures lignocellulosiques. Il en résulte que nous pouvons estimer le potentiel de cultures énergétiques à 9 EJ dans le scénario MIX_MID_A1_0%, à 154 EJ dans le scénario MID_MIX_A1_25% et à 267 EJ dans le scénario HI_MIX_A1_25% en 2050. Notre estimation reste donc comparable avec les résultats réalisés dans d'autres études qui donnent un potentiel compris entre 8 et 1 098 EJ (tableau 3.9).

Tableau 3.9. Comparaison des potentiels de cultures énergétiques (Adapté depuis (IIASA, 2012)**)**

Etude	Type	Régions	Période	Type d'usage du sol	Résultat (EJ/an)
(WBGU, 2009)	Technique	Global	2050	Sol pertinent pour la production de bioénergie selon les types fonctionnels des cultures considérant la durabilité	34 - 120
(Smeets et al., 2007)	Technique	Global	2050	Surplus de la surface agricole (100 %)	215 – 1272
(Hoogwijk et al., 2003)	Technique	Global	2050	Surplus de la surface agricole et terres dégradées	8 – 1098
(Hoogwijk et al., 2005)	Technique	Global	2050-2100	Surface agricole abandonnée (100 %), Reste du sol (10-50 %), Pâturage	311 - 657
(Erb et al., 2009)	Technique	Global	2050	Surplus de la surface agricole seule (100 %)	28 - 128
(van Vuuren, van Vliet, et Stehfest, 2009)	Technique	Global	2050	Surface agricole abandonnée (75 %), Pâturage (25 %)	65 - 300
Notre étude	**Technique**	**Global**	**2030-2050**	**Surplus de la surface agricole (100 %), Pâturage (0 – 25 %)**	**9 - 267**

Dans cette thèse, nous considérons comme scénario le plus probable « MIX_MID_A1_25% » , ci-après intitulé « *MID-LO* », comme scénario le plus contraignant « MIX_MID_A1_0% », ci-après intitulé « *LO* » et enfin comme scénario le plus optimiste (en termes de potentiel) mais réalisable « MIX_HI_A1_25%, ci-après intitulé « *MID-HI* » pour l'analyse du futur déploiement de la bioénergie. Ce choix est justifié pour un certain nombre de raisons. Premièrement, le système d'élevage « landless » n'est pas réalisable ; en réalité, les animaux ne sont pas élevés par des cultures

fourragères uniquement mais avec du pâturage. Deuxièmement, en termes de conversion d'autres surfaces, ceci pourrait induire une dégradation importante des sols et aussi un impact important en termes d'émissions de GES liées à ce changement. Malheureusement, la configuration de la comptabilité de ce type d'émissions n'est pas implémentée dans le modèle TIAM-FR. Nous n'avons donc pas permis de conversion supérieure à 25 % pour la production de la bioénergie au regard de critères environnementaux et de soutenabilité.

Le potentiel des résidus agricoles est quant à lui estimé sur la base de la production agricole future. La production des cultures est largement influencée par le système d'élevage qui est appliqué. Etant donné que le système « *landless* » ne permet d'alimenter les animaux que par des cultures fourragères, la production agricole avec ce système est plus élevée que celle avec le système « *mixte* ». Il en résulte un potentiel global de résidus agricoles estimé en 2050 à un niveau compris entre 33 EJ avec le système d'élevage « *mixte* » et 49 EJ avec le système d'élevage « *landless* ». Quels que soient les scénarios, nos résultats ne sont pas éloignés de ceux proposés dans d'autres études, comme celle de (Smeets et al., 2007) par exemple avec un potentiel entre 49 et 69 EJ/an, celle de (Rogner et al., 2012) avec 50 EJ/an et celle de (Hoogwijk et al., 2003) avec 10 – 32 EJ/an. Plusieurs raisons peuvent expliquer les différences de potentiels estimés entre les études, en dehors de la projection différente de production agricole. En particulier, le taux de production des résidus (RPR, *Residue-to-Product Ratio*) et le taux de récupération (RF, *Recovery Fraction*) sont les principales explications identifiées.

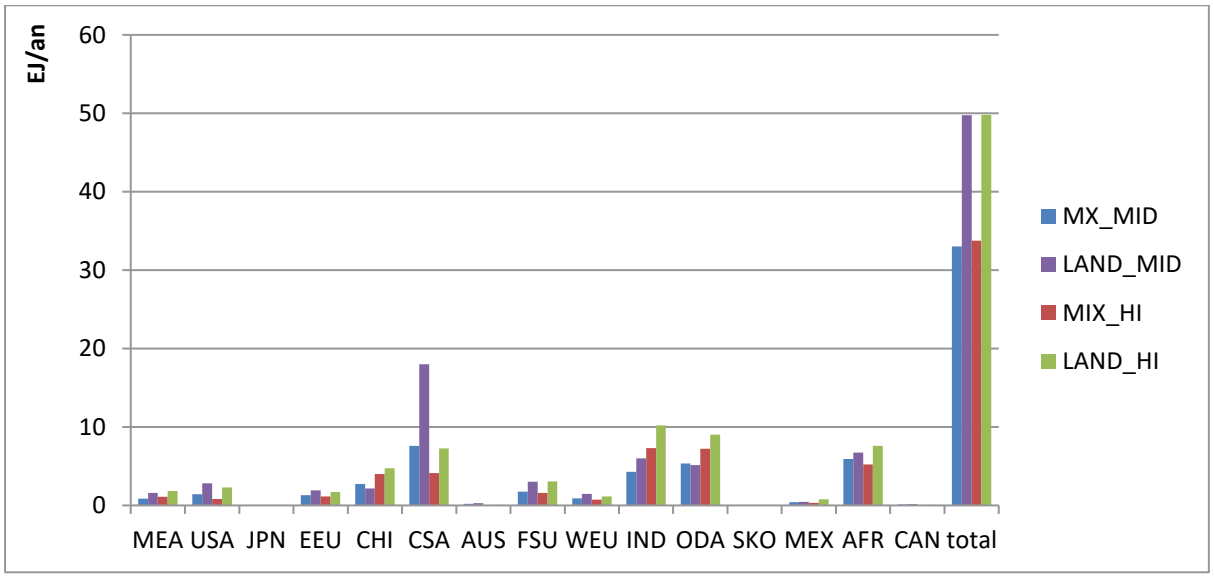


Figure 3.7. Potentiel des résidus agricoles en 2050

3.2. Ressources primaire de la biomasse forestière

Historiquement, la biomasse forestière est depuis longtemps largement utilisée à des fins énergétiques dans le monde. La consommation de ce type de biomasse peut se distinguer de par la manière dont il est utilisé. D'une part, la consommation traditionnelle fournit de l'énergie pour des usages de cuisine et de chauffage avec des combustions directes. D'autre part, la consommation

moderne sert à différents usages après transformation préalable des ressources (liquéfaction, gazéification, torréfaction, etc.) qui permet d'en améliorer le contenu énergétique. Toutefois, la découpe du bois dans la forêt pourrait conduire à une déforestation importante et, de fait, à une aggravation correspondante du changement climatique découlant de la diminution de la capacité de stockage du carbone dans les forêts. Ainsi, dans ce chapitre, un potentiel durable de la biomasse forestière est déterminé afin d'éviter une dégradation accentuée de l'environnement. Les résidus forestiers (résidus de découpe, résidus de transformation) sont également estimés pour compléter le potentiel de la bioénergie forestière.

3.2.1. Méthodologie de l'évaluation de l'offre de ressources bois

Dans ce travail de thèse, le potentiel de l'offre de ressources bois est limité au surplus durable de l'approvisionnement forestier en estimant séparément l'offre et la demande de bois. Dans le cas de l'offre, trois sources différentes ont été estimées : (1) les arbres de la forêt, (2) d'autres terres boisées et enfin, (3) les arbres hors forêt (dénommés ci-après TOF pour *Trees outside forests*). Concernant la demande en bois, on estime la consommation des bois ronds industriels. Le surplus total de l'approvisionnement forestier peut se traduire par l'équation (3.29).

$$\forall r \in régions, \qquad \forall t \in Période, \qquad \forall s \in Sources \tag{3.29}$$

$$Surplus_{r,t} = \sum_{s} Offre_{r,t}^{s} - Dem_{r,t}$$

Où $Offre_{r,t}^{s}$ est l'offre du bois par la source s, dans la région r à l'année t ; $Dem_{r,t}$ est la demande de bois industriels dans la région r à l'année t ; $Surplus_{r,t}$ est le surplus du bois disponible à l'utilisation énergétique dans la région r à l'année t.

Les méthodologies appliquées à l'estimation des différents types de biomasse forestière sont décrites dans les sections suivantes tout comme la projection de la demande en bois industriels.

3.2.1.1. Offre de bois forestier et autres terres boisées

Le potentiel de l'offre de bois durable est évalué à partir de l'indicateur GAI[28] (*Gross Annual Increment,* l'accroissement brut annuel). Cet indicateur permet d'estimer l'accroissement annuel de la forêt et de limiter l'exploitation du bois à un niveau inférieur à celui de l'accroissement naturel. Plus précisément, l'étude de la FAO fournit des informations sur l'accroissement net annuel (NAI, *Net annual increment*,) qui exclue le volume de la perte naturelle depuis GAI (Equation (3.30)).

$$NAI_{s,r} = GAI_{s,r} - NL_{s,r}, \forall s \in Sources, \ \forall r \in régions \tag{3.30}$$

Où $NAI_{s,r}$ est l'accroissemnet net annuel de la source s dans la région r ; $GAI_{s,r}$ et l'accroissement brut annuel de la source s dans la région r ; $NL_{s,r}$ est la perte naturelle de la source s dans la région r.

[28] Définition de GAI dans l'étude de la FAO
"*Average annual volume of increment over the reference period of all trees, measured to a minimum diameter breast height (d.b.h.) of 0 centimetres (cm) including the increment on trees which have been felled or die during the reference period*"

Les NAIs publiés dans le document de travail de l'évaluation des ressources forestières (dénommé ci-après « FRA » (FAO, 2015a)) de la FAO agrègent toutes les catégories, à savoir les forêts, les autres terres boisées et les TOF. Les GAIs de chaque pays par type des sources sont donc recalculés avec les superficies, l'évolution des stocks de bois, l'abattage des arbres et les stocks de bois morts. La méthodologie de calcul est extraite de la littérature (Pisarenko, 2001) et est résumée dans l'équation suivante, où $GAI_{s,t,r}$ est le GAI de source s dans la région r à l'année y_t ; GS_{s,r,y_t} est l'évolution des stocks de bois ; F_{s,r,y_t} est l'abattage des arbres ; NL_{s,r,y_t} est la perte naturelle.

$$\forall s \in Sources, \qquad \forall r \in pays, \qquad y_t = année \tag{3.31}$$

$$GAI_{s,t,r} = \frac{\{(GS_{s,r,y_t} - GS_{s,r,y_0}) + (F_{s,r,y_t} - F_{s,r,y_0}) + (NL_{s,r,y_t} - NL_{s,r,y_0})\}}{y_t - y_0}$$

Toutefois, aucune statistique n'est disponible pour exprimer les pertes naturelles à l'échelle globale. A la place, les stocks de bois morts pour chaque région et chaque source sont utilisés, et peuvent être considérés comme la mortalité des arbres de causes naturelles, l'attaque d'insectes, l'incendie et les dégâts physiques causés par le vent. Cette hypothèse sur les pertes naturelles a été déjà établie et appliquée dans une autre étude (Pérez-Soba et al., 2008). En outre, l'abattage total des arbres pour usage industriel nécessite d'être distingué selon les sources. Selon les définitions de la forêt et des autres terres boisées de la FAO, les bois ronds industriels sont supposés provenir principalement de la forêt étant donné que les autres terres boisées comprennent aussi un couvert mixte d'arbustes et d'arbrisseaux qui ne correspondent pas à des arbres. Par contre, les bois de chauffage peuvent être exploités à la fois depuis la forêt et les autres surfaces boisées dans la mesure où les bois ronds peuvent servir également à cet usage. Le volume de bois de chauffage abattu est donc réparti selon les superficies régionales forestières. Dans l'estimation des GAIs, la part des espèces commerciales dans l'évolution des stocks de bois est issue de FRA et est appliquée pour déduire le potentiel commercial et technique de l'offre de bois finale (figure 3.8).

Box 3.3. Définition de la forêt et des autres terres boisées dans FRA2015 (FAO, 2015c)

« Forêt » : *Terres occupant une superficie de plus de 0,5 hectares avec des arbres atteignant une hauteur supérieure à 5 mètres et un couvert forestier de plus de 10 pour cent, ou avec des arbres capables d'atteindre ces seuils in situ. Sont exclues les terres à vocation agricole ou urbaine prédominante.*

« Autres terres boisées » :*Terres non définies comme «forêt», couvrant une superficie de plus de 0,5 hectares avec des arbres atteignant une hauteur supérieure à 5 mètres et un couvert forestier de 5-10 pour cent, ou des arbres capables d'atteindre ces seuils, ou un couvert mixte d'arbustes, arbrisseaux et d'arbres supérieur à 10 pour cent. Sont exclues les terres à vocation agricole ou urbaine prédominante.*

Pour finir, les GAIs calculés sont multipliés par les superficies de chaque source - forêt, autres terres boisées - pour estimer le surplus de l'offre de bois en volume. Puis, ce volume est converti en

énergie en utilisant le BCEF (*biomass conversion and expansion factor*) et le contenu énergétique de bois de 18.3 MJ/kgDM (Krausmann et al., 2008). BCEF permet de convertir le volume de stock de bois en biomasse aérienne avec la densité de bois spécifique aux régions (figure 3.9).

Region/subregion	Commercial species (% of total growing stock)			
	1990	2000	2005	2010
Eastern and Southern Africa	16.2	16.4	16.4	16.5
Northern Africa	75.6	73.3	72.6	71.8
Western and Central Africa	20.7	21.0	21.3	21.6
Total Africa	**19.7**	**20.0**	**20.2**	**20.5**
East Asia	67.0	45.7	32.3	32.4
South and Southeast Asia	29.2	29.1	28.8	28.8
Western and Central Asia	66.6	64.9	58.9	53.8
Total Asia	**52.8**	**41.5**	**33.2**	**32.9**
Europe excl. Russian Federation	99.4	99.4	99.5	99.5
Total Europe	**99.9**	**99.9**	**99.9**	**99.9**
Caribbean	65.3	73.9	77.0	78.0
Central America	17.1	17.1	17.1	17.1
North America	89.8	91.6	91.6	91.5
Total North and Central America	**87.1**	**89.3**	**89.6**	**89.8**
Total Oceania	**51.2**	**51.2**	**51.2**	**51.2**
Total South America	**35.8**	**35.8**	**35.8**	**36.0**
World	**60.0**	**60.7**	**60.7**	**61.6**

Figure 3.8. Ratios des espèces commerciales présentées dans FRA2010 [27]

Region/subregion	Biomass conversion and expansion factor	Root–shoot ratio	Dead–live ratio
Eastern and Southern Africa	1.94	0.26	0.21
Northern Africa	2.15	0.28	0.29
Western and Central Africa	1.07	0.23	0.09
Total Africa	**1.24**	**0.24**	**0.13**
East Asia	0.66	0.31	0.14
South and Southeast Asia	1.43	0.30	0.11
Western and Central Asia	0.82	0.28	0.02
Total Asia	**1.08**	**0.30**	**0.12**
Europe excl. Russian Federation	0.67	0.26	0.06
Total Europe	**0.65**	**0.25**	**0.17**
Caribbean	1.51	0.24	0.11
Central America	1.04	0.24	0.11
North America	0.76	0.22	0.11
Total North and Central America	**0.78**	**0.22**	**0.11**
Total Oceania	**0.77**	**0.33**	**0.18**
Total South America	**0.99**	**0.20**	**0.06**
World	**0.92**	**0.24**	**0.11**

Figure 3.9. BCEFs (*Biomass conversion and expansion factor*) présentés dans FRA2010 [38]

3.2.1.2. TOF (Trees outside forests)

Outre la biomasse forestière et les autres terres boisées, les arbres hors forêt (TOF) constituent une source importante de l'offre de biomasse. Dans les pays présentant une faible couverture forestière, les ressources TOF représentent même la source majeure de bois et produits forestiers même si les bois pourraient être situés de manière dispersée dans les zone où la FAO indique qu'il n'y as pas de forêt (FAO, 1956). Récemment, la FAO a demandé à ce que les pays membres incluent les informations concernant les TOF dans les rapports des pays pour FRA2015 (FAO, 2015a) et a réalisé une étude sur l'évaluation de ces ressources TOF (Gauthier et al., 2013). Dans le rapport de FRA2015, pour certains pays, une partie des ressources TOF a été intégrée dans la catégorie « Autres Terres Dotées de Couvert d'Arbres ». Toutefois, le nombre de pays ayant communiqué les informations sur les TOF reste encore insuffisant. Selon la définition de la FAO, l'offre d'arbres présentant un couvert forestier de l'ordre de 5 à 10 % est exclue ainsi que les arbres des autres terres boisées.

Box 3.4. Définition des « autres terres dotées de couvert d'arbres » dans FRA2015 (FAO, 2015c)

Il s'agit des terres entrant dans la catégorie « autres terres », à vocation agricole ou urbaine prédominante, ayant des îlots de végétation arborée couvrant une superficie supérieure à 0,5 hectares avec un couvert forestier de plus de 10 pour cent d'arbres pouvant atteindre une hauteur de 5 mètres à maturité. Elles renferment des espèces d'arbres forestiers et non forestiers.

Note(s) explicative(s)
1. La différence entre « forêt » et « autres terres dotées de couvert d'arbres » est donnée par le critère d'utilisation de la terre.
2. Inclut les groupes d'arbres et les arbres épars (par exemple arbres hors forêt) dans les paysages agricoles, les parcs, les jardins et autour des bâtiments à condition que la superficie, la hauteur et le couvert forestier soient conformes aux critères établis.
3. Inclut les peuplements d'arbres dans les systèmes de production agricole tels que les plantations d'arbres fruitiers et les systèmes agroforestiers lorsque les cultures se déroulent sous couvert d'arbres. Inclut également les plantations d'arbres principalement établies à des fins autres que la production de bois, telles que les plantations de palmiers à huile.
4. Exclut les arbres épars présentant un couvert forestier inférieur à 10 pour cent, les petits groupes d'arbres couvrant moins de 0,5 hectares et les arbres plantés en ligne d'une largeur inférieure à 20 mètres.

D'après l'arbre de décision présenté dans l'étude « *Towards the Assessment of Trees outside Forest* » et les définitions des« autres terres dotées de couvert d'arbres », nous pouvons constater que les superficies de OLwTOF[29] (NON A/U -2) et OLwTOF (NON A/U -1) ne sont pas inclue dans la catégorie des « autres terres dotées de couvert d'arbres » de l'étude FRA 2015 (figure 3.10). Par contre, la catégorie « autres terres dotés de couver d'arbres » est complètement incorporé dans la définition des TOF (figure 3.11).

[29] OLwTOF (NON A/U) : *Other lands with Trees Outside Forest (Non Agricultural Use)*

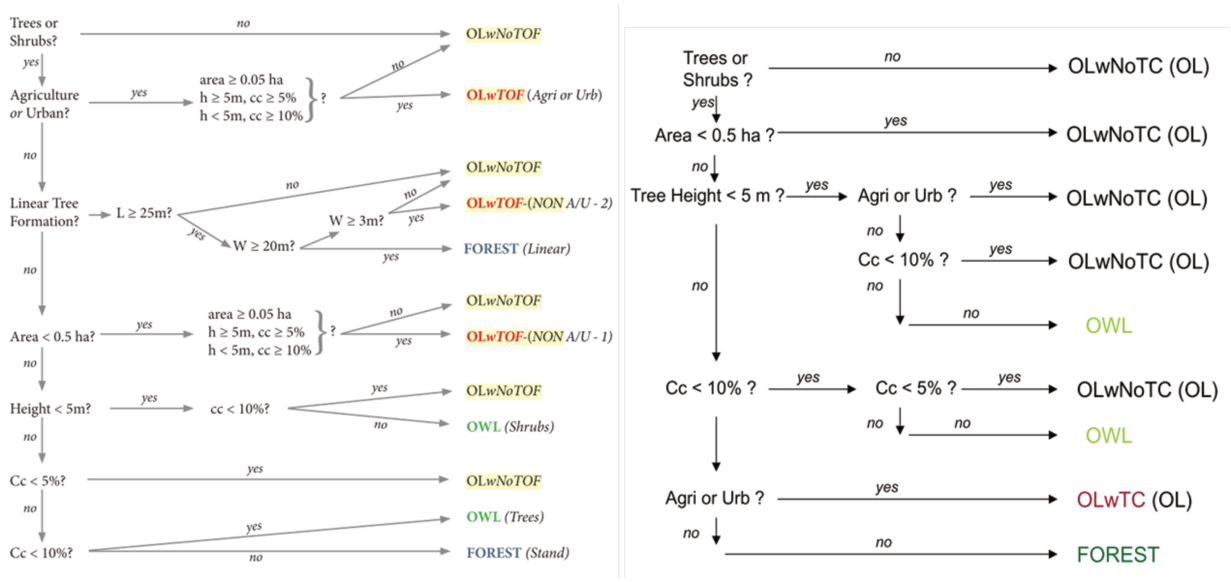


Figure 3.10. Arbre de décision des TOF (à gauche : TOF, à droite : autres terres dotées de couvert d'arbres) (ce schéma est extrait de (Gauthier et al., 2013)**)**

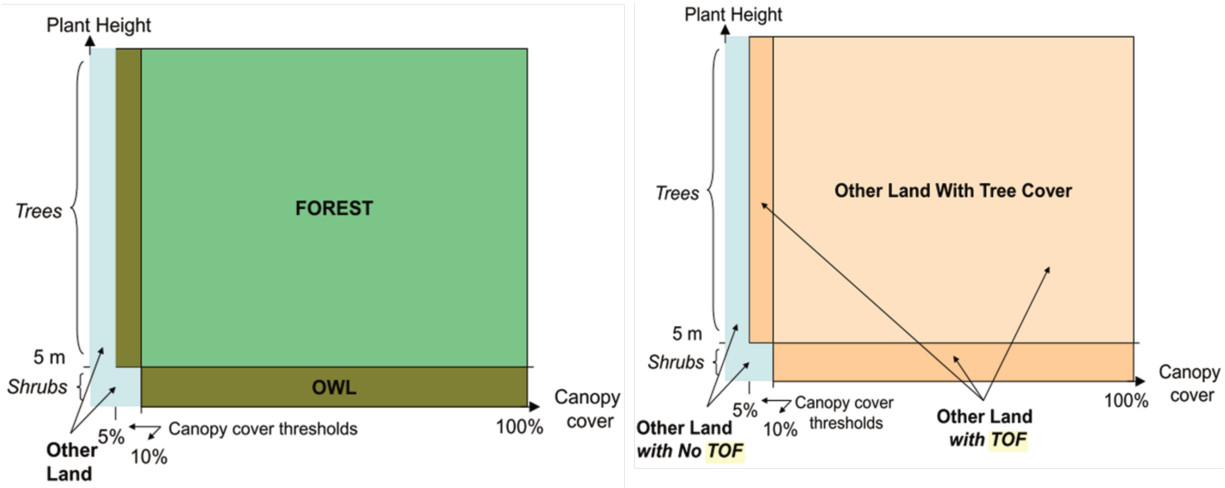


Figure 3.11. Classification de TOF (ce schéma est extrait de (Gauthier et al., 2013)**)**

Cependant, force est de noter que dans ce rapport « *Towards the Assessment of Trees outside Forest* », ne sont présentés que les résultats de quelques pays. Or, les données touchant aux « autres terres dotés de couver d'arbres » sont appliquées pour les pays qui ne sont pas considérés dans l'étude sur les TOF. En complément de ces deux études de la FAO, une revue de littérature a été menée afin de compléter au maximum l'évaluation des TOF. Ainsi, à titre d'illustration, les informations sur cette catégorie de ressources en Chine ne sont disponibles dans aucune des études de la FAO malgré son large potentiel de TOF. L'Etat chinois a publié les informations dans son propre

inventaire forestier national[30] (State Forestry Administration of the People's Republic of China, [s.d.]). Les données correspondantes sont donc directement retenues et appliquées dans notre évaluation. Ensuite, afin d'estimer l'offre de bois relatives aux ressources TOF, il est nécessaire de convertir les superficies fournies par les deux études de la FAO puisqu'ils ne présentent pas directement les stocks de bois dans cette zone. Les critères de classification des « autres terres dotées de couvert d'arbres » correspondent à ceux de la forêt en dehors du fait que les terres se situent dans la zone agricole et urbaine (voir l'arbre de décision de droite de la figure 3.10). Ainsi, les GAIs de la forêt spécifiques aux régions sont employés pour estimer l'offre potentielle de la biomasse forestière dans cette zone. Dans le cas des « autres terres avec TOF », l'étude de (Schnell et al., 2015) a identifié que les productivités des arbres sont similaires à celles des « autres terres boisées ». Ainsi, les superficies des « autres terres avec TOF » sont multipliées par les GAIs des « autres terres boisées ».

$$\forall t = annné, \qquad \forall r \in région$$
$$TOF_{r,t} = \ OLwTC_{r,t} \times GAI_r^{forêt} + (OLwTOF_{r,t} - OLwTC_{r,t}) \times GAI_r^{ow}, \tag{3.32}$$

Où $TOF_{r,t}$ est l'offre des arbres hors forêt (TOF) dans la région r à l'année t ; $OLwTC_{r,t}$ est la superficie des autres terres avec couverture des bois dans la région r à l'année t ; $OLwTOF_{r,t}$ est d'autres terres aves les arbres hors forêt (TOF) dans la région r à l'année t ; $GAI_r^{forêt}$ est la croissance annuelle brute de la forêt dans la région r à l'année t ; GAI_r^{ow} est la croissance annuelle brute des autres terres boisées dans la région r à l'année t.

3.2.2. Méthodologie de l'évaluation des résidus forestiers

De la même manière que pour les résidus agricoles, les résidus forestiers sont calculés à la fois pour les résidus primaires qui surviennent lors de la découpe et pour les résidus secondaires qui sont générés lors de la transformation du bois. Dans un premier temps, les résidus primaires sont calculés sur la base des quantités de bois ronds industriels enlevées et du taux de génération de résidus qui est de l'ordre de 60 %. En ce qui concerne le taux de récupération, nous avons supposé un taux de 25 %, en correspondance avec le taux que nous avons appliqué pour les résidus agricoles primaires dans un contexte conservateur. Ensuite, pour estimer les résidus secondaires, nous avons utilisé les quantités de bois ronds industriels consommées, un taux de génération de 50 % et un taux de récupération de 50 %. Dans les deux cas, résidus primaires et secondaires, nous avons appliqué un taux de matières sèches à hauteur de 0,56 tDM/m^3 (qui est la valeur par défaut considérée par l'IPCC) et un contenu énergétique de 18,3 MJ/kg. Cette méthode d'estimation est extraite de la littérature (Smeets, Faaij, et Lewandowski, 2004 ; Smeets et Faaij, 2007 ; Smeets et al., 2007).

[30] Il définit TOF comme les arbres depuis quatre côtés : les ménages, les routes, les rivières et les terres agricoles.

$$Résidus_{i,r,t} = \ Q_{r,t} \times TG_i \times TR_i \quad \textbf{(3.33)}$$

où :

$Résidus_{r,t} = résidus\ de\ type\ i\ dans\ la\ région\ r$ à $l'année\ t$

$Q_{primaire,r,t} = qauntité\ de\ bois\ ronds\ industriels\ enlevées$

$Q_{secondaire,r,t} = qauntité\ de\ bois\ ronds\ industriels\ consommées$

$TG_i = taux\ de\ géneration\ des\ résidus\ de\ type\ i$

$TR_i = taux\ de\ récupération\ des\ résidus\ de\ type\ i$

$\forall t = année,\ \forall r \in pays,\ \forall i \in \{primaire, secondaire\}$

3.2.3. Résultats : potentiel de biomasse forestière

Ainsi, en appliquant la méthodologie décrite dans les sections précédentes, nous avons estimé le potentiel de biomasse forestière pour les trois sources d'approvisionnement : (1) le surplus de la croissance forestière pour l'ensemble de la forêt et les autres terres boisées, (2) le bois issu des TOF (*Trees Outside Forest*) et enfin (3) les résidus forestiers. Pour ce potentiel d'approvisionnement en bois, nous avons développé deux scénarios : un premier correspondant à un potentiel économique et un second correspondant à un potentiel technique. La différence entre les deux scénarios est déterminée par le biais de l'indice de GAI (*Gross Annual Increment*) : pour le potentiel économique, cet indice est combiné avec le taux des espèces forestières commerciales. Dans un premier temps, l'indice de GAI est déterminé à la fois pour la forêt et pour les autres terres boisées. Le GAI moyen technique est estimé à 291 $m^3km^{-2}an^{-1}$ pour la forêt et à 198 $m^3km^{-2}an^{-1}$ pour les autres surfaces boisées. En excluant, les volumes non-commerciaux, le GAI diminue jusqu'au niveau de 131 $m^3km^{-2}an^{-1}$ pour la forêt et de 112 $m^3km^{-2}an^{-1}$ pour les autres surfaces boisées. Les GAIs estimés sont légèrement moins élevés que ceux utilisés dans l'étude de (Smeets et Faaij, 2007) où ils atteignent 340 $m^3km^{-2}an^{-1}$ pour le GAI technique et 210 $m^3km^{-2}an^{-1}$ pour le GAI économique, en référence aux données du modèle GFSM, le *Global Fibre Supply Model* (Bull, Mabee, et Scharpenberg, 1998).

Il en résulte que le potentiel global d'approvisionnement en bois, respectant des principes de soutenabilité, est estimé à 55 EJ/an pour le potentiel économique et 101 EJ/an pour le potentiel technique en 2050. Nous pouvons constater que les résultats sont très similaires à ceux de (Smeets et Faaij, 2007) qui estiment à 103 EJ/an le potentiel technique et à 45 EJ/an le potentiel économique, malgré la différence de GAIs.

Après déduction d'environ 20 EJ de consommation industrielle de bois et en considérant les résidus, nous obtenons des potentiels globaux de biomasse forestière estimés à un niveau de 107,5 EJ (technique) et 61,2 EJ (économique). Notre estimation finale est comparable avec celles relevées dans d'autres études, comme par exemple, celle de (Fischer et Schrattenholzer, 2001) avec un potentiel technique compris entre 90 et 115 EJ, celle de de (Smeets et Faaij, 2007) avec un potentiel

technique de 91,9 EJ et un potentiel économique de 42,5 EJ et enfin, celle de (IPCC, 2007), avec un potentiel compris entre 12 et 74 EJ.

Tableau 3.10. Potentiel de biomasse forestière

Unité : EJ/an en 2050	Technique	Economique
Croissance naturelle des bois (excl. consommation industrielle de bois)	81,6	35,4
TOF	14,3	
Résidus de découpe	3,0	
Résidus de transformation	8,6	
Total	**107,5**	**61,2**

Pour le potentiel du bois, nous avons choisi de considérer le potentiel économique afin d'analyser le futur déploiement de la bioénergie. En effet, comme expliqué dans le chapitre 2, les coûts de production du bois sont extraits de l'étude du « *Outlook to 2060 for World Forests and Forest Industries* (Buongiorno et al., 2012) », et sont basés sur le prix du marché. Nous avons donc introduit dans le modèle TIAM-FR, un potentiel total de la biomasse forestière de 61,2 EJ en 2050, décomposés selon les types de ressources : bois, résidus de découpe et résidus de transformation.

Enfin, ces potentiels ont été implémentés de manière désagrégée, au niveau de chacune des quinze régions du modèle.

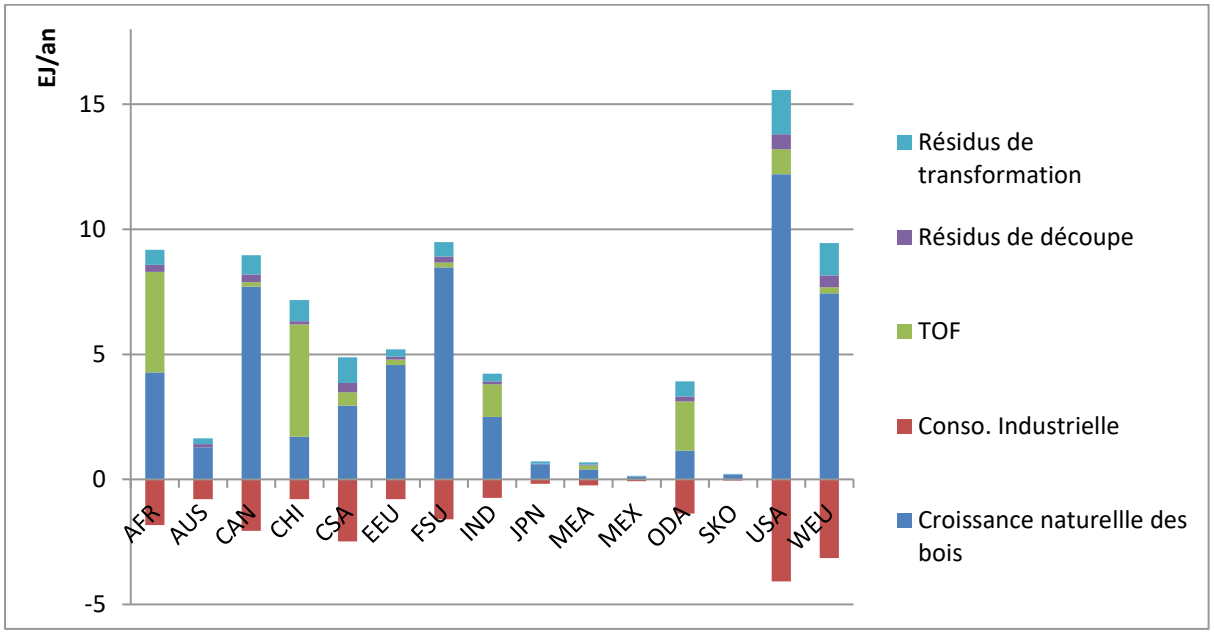


Figure 3.12. Potentiel de la biomasse forestière économique en 2050

Dans ce chapitre, nous avons évalué les disponibilités de l'ensemble des ressources en biomasse, en partant des surfaces disponibles pour les cultures. Nos résultats se positionnent de manière assez comparable aux potentiels affichés dans d'autres études scientifiques en dépit des différences entre les hypothèses posées. Au niveau de la surface disponible, notre scénario de référence (basé sur un progrès technique moyen, 25 % de conversion permis pour le pâturage et les autres surfaces boisées) estime une surface disponible d'environ 7,4 Mm2 dans le monde pour l'année 2050. D'après nos estimations, l'Afrique représente la région qui disposerait de la plus grande disponibilité en surface pour l'exploitation des cultures énergétiques.

Le potentiel de résidus agricoles dépend fortement du système d'élevage des animaux qui fait l'objet d'une surproduction des aliments par culture. L'écart provenant des systèmes d'élevage des animaux atteint 16 EJ (33 EJ de potentiel pour le système d'élevage « Mixte » et 49 EJ pour le système d'élevage « *Landless* »). Les résidus agricoles sont estimés sous une contrainte conservatrice en ce qui concerne l'environnement, qui autorise 25 % de prélèvement des résidus dans les terres. Concernant le potentiel de biomasses forestières, le monde pourrait compter sur une l'offre de bois d'environ 50 EJ et 11,6 EJ de résidus forestiers. En limitant la déforestation au maximum, les écarts entre les scénarios de potentiel pour la biomasse forestière sont négligeables. Selon nos résultats, les Etats-Unis, le Canada, l'Europe de l'Ouest, l'Afrique, ex-Union Soviétique sont les régions présentant le plus de disponibilité en ressources forestiers, à un niveau compris entre 6,2 EJ et 7,3 EJ pour chaque pays en dehors des Etats Unis qui disposent du plus grand potentiel à hauteur de 11,5 EJ. Par contre, l'Océanie, le Japon, la Corée du Sud et le Mexique seront limités en termes de potentiel de biomasse forestière, avec un niveau atteignant moins de 1 EJ.

Parmi les différents scénarios évalués dans ce chapitre, trois niveaux de potentiel de la biomasse ont été choisis pour analyser le futur déploiement de la bioénergie dans le chapitre suivant. Le premier scénario intitulé « *LO* » représente le scénario le plus contraignant en ce qu'il prévoit un niveau moyen de progrès technique et n'autorise pas la conversion des autres surfaces en dehors des surfaces cultivées à l'année de référence 2010. Le deuxième scénario intitulé « *MIDLO* » est le scénario de référence dont la différence avec le scénario « *LO* » est un taux de conversion des autres surfaces de 25 %. Le dernier scénario le plus optimiste tout en restant réaliste et probable est le scénario « *MIDHI* » qui prévoit un progrès technique maximal avec le même taux de conversion des autres surfaces que le scénario « *MIDLO* ». Dans les trois scénarios, nous avons imposé un système d'élevage « Mixte ». Les trois scénarios font l'objet d'une étude d'impacts du potentiel de la biomasse sur le système énergétique réalisée dans le chapitre 4.

Les potentiels différentiés par scénario sont en outre présentés dans l'annexe 4.

Chapitre 4 : La place de la bioénergie dans les systèmes énergétiques en mutation.

Dans ce chapitre, nous investiguons la place de la bioénergie et de fait son futur déploiement dans les systèmes énergétiques, dans un contexte de transformation à long terme en réponse notamment à la mise en place de politiques de lutte contre le réchauffement climatique. Sur la base des apports qui ont été implémentés dans le modèle TIAM-FR pendant cette thèse, nous avons de fait développé deux scénarios climatiques principaux, le premier intégrant les effets d'une politique globale de réduction des émissions de GES susceptible de limiter le réchauffement planétaire à 2°C en 2100 et le second considérant l'ambition des politiques nationales et/ou régionales actuelles, exprimées notamment dans le cadre de l'Accord de Paris. Le détail du développement de ces scénarios est décrit dans la section 4.1. Partant de là, nous analysons ainsi les impacts de ces politiques sur les systèmes énergétiques et en particulier le rôle que peut jouer la bioénergie dans ces objectifs de décarbonation des économies.

Nous avons également implémenté des sous-scénarios présentant des potentiels contrastés de biomasse. Au regard de ces disponibilités différentes de ressources biomasses, nous analysons les éventuelles substitutions énergétiques et modifications dans les choix d'investissements technologiques. Enfin, une dernière analyse porte sur les échanges internationaux de ressources biomasses et questionne l'impact de ces derniers sur le déploiement de la bioénergie.

Ces analyses sont menées au niveau mondial mais nous opérons également un focus régional sur la zone asiatique et plus particulièrement sur quatre grands émetteurs de GES que sont la Chine, l'Inde, le Japon et la Corée du Sud, par ailleurs présentés dans le premier chapitre. Ainsi, en premier lieu, nous analysons l'ampleur des engagements qu'ils ont pris dans le cadre de l'Accord de Paris (au regard de leurs contributions déterminées au niveau national/NDCs) par rapport à l'objectif global de 2°C. Ensuite, nous étudions si la bioénergie sera amenée à jouer un rôle significatif dans ces pays au regard de leurs ambitions climatiques.

4.1. Développement des scénarios de lutte contre le réchauffement climatique

Comme développé dans le chapitre 1, le premier accord universel visant à limiter l'élévation de la température moyenne de la planète en dessous de 2°C par rapport au niveau préindustriel, en s'efforçant de maintenir cette élévation à 1,5 °C, a été signé en 2015 dans le cadre de la Convention-cadre des Nations-Unies sur les Changements Climatiques (CCNUCC ou UNFCCC en anglais). Les différents états signataires vont donc devoir mener diverses politiques nationales et engager des actions permettant in fine de réduire les émissions mondiales de gaz à effet de serre. Pour se faire, les états devront faire emprunter à leurs économies de nouvelles trajectoires de développement sobre en carbone. Ainsi, dans ce chapitre, nous investiguons différentes sentiers d'évolution du système énergétique mondial en correspondance avec l'objectif de long terme de 2°C d'une part et avec les politiques induites par leurs engagements dans un horizon temporel plus proche (NDCs).

Ensuite, le rôle de la bioénergie dans ce contexte de changement climatique et de transition bas carbone est discuté au regard de différentes contraintes portant notamment plus précisément sur le potentiel de la bioénergie et les échanges internationaux de ressources biomasses.

Ainsi, nous avons développé différents scénarios basés sur deux hypothèses principales : (1) l'objectif de 2°C en 2100 et (2) l'Accord de Paris avec les plans exprimés dans les NDCs complétés des plans nationaux en matière de déploiement des énergies renouvelables pour quatre pays asiatiques : la Chine, la Corée du Sud, l'Inde et le Japon en 2050. Un premier scénario de référence « *business as usual* » (BAU) permet d'avoir une base de comparaison de l'évolution du système énergétique sur l'horizon temporel dans le cas où aucune action d'atténuation des émissions de gaz à effet de serre ne serait mis en œuvre. S'agissant du scénario exprimant l'objectif de limitation de la hausse de température globale à 2°C, le scénario « *RCP2.6* », nous nous sommes appuyés sur la trajectoire des émissions de GES présentée dans le 5ème rapport du GIEC (IPCC, 2014). Dans ce rapport, le GIEC a plus précisément développé quatre scénarios RCP (*Representative Concentration Pathways*)[31] relatifs à des trajectoires différentes de concentration atmosphérique en GES afin de couvrir une palette aussi large que possible des trajectoires futures de forçage radiatif envisageables : *RCP2.6*, *RCP4.5*, *RCP6.0* et *RCP8.5*. Tel que décrit dans le rapport du GIEC, le nombre associé à chaque RCP indique l'intensité du changement climatique dû à l'homme en 2100 par rapport à l'époque préindustrielle.

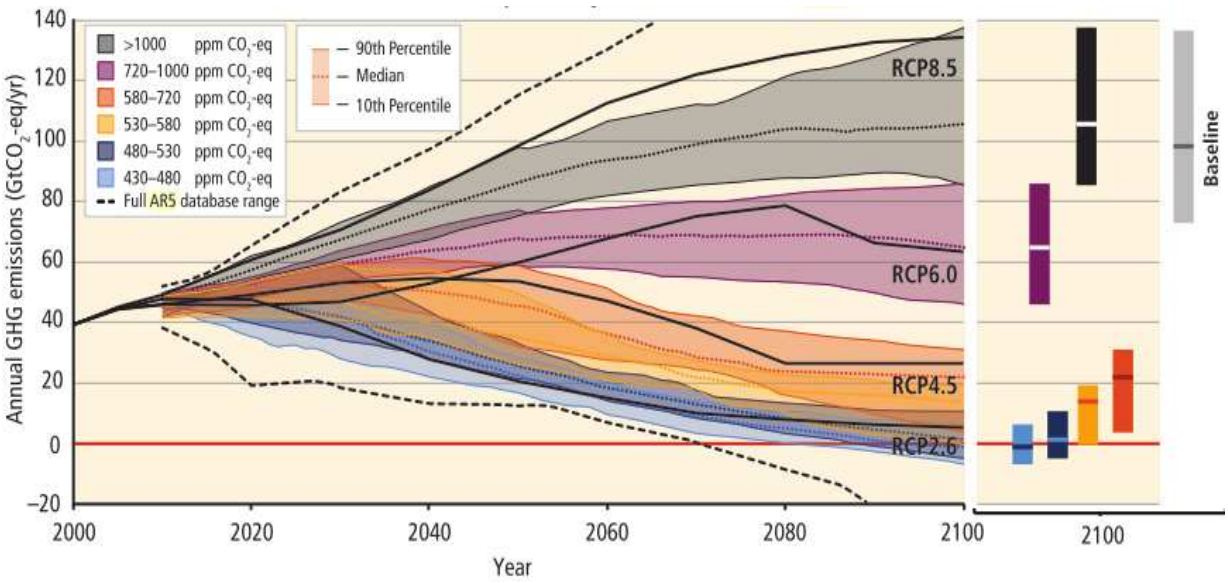


Figure 4.1. Trajectoire des émissions de GES selon les scénarios RCP (ce schéma est extrait de (IPCC, 2014)**)**

[31] Les scénarios de « profils représentatifs d'évolution de concentration » nommés RCP (*Representative Concentration Pathways)* sont des scénarios d'influence anthropique qui sont exprimés en concentration de gaz à effet de serre (résultant des émissions) plutôt qu'en niveau direct d'émissions. Chaque RCP représente une valeur différente de changement climatique d'origine humaine (c'est-à-dire que chaque RCP se traduit par une quantité différente de chaleur additionnelle stockée dans le système Terre suite à l'émission de gaz à effet de serre). Les scénarios sont rédigés en fonction d'hypothèses de croissance économique, de choix technologiques et d'utilisation des terres. Les scénarios reflètent une large palette de mesures d'atténuation. Le RCP2.6 vise à atteindre l'objectif de 2°C qui correspond au forçage radiatif de 2,6W/m2. Le RCP8.5 (8,5W/m2) est le plus pessimiste pour le changement climatique, mais c'est un scénario probable car il correspond à la prolongation des émissions actuelles.

Plus précisément, le scénario *RCP8.5* suppose une approche de type « *business as usual* » et estime qu'en 2100, la concentration atmosphérique de CO_2 pourrait atteindre trois ou quatre fois le niveau de l'ère préindustrielle. Les scénarios *RCP6.0* (moyen-haut) et *RCP4.5* (moyen-bas) sont des scénarios de stabilisation et supposent la mise en œuvre de mesures pour contrôler les émissions. Le scénario *RCP2.6* suppose par contre la mise en œuvre de stratégies d'atténuation agressives. Parmi les quatre scénarios, le scénario *RCP2.6* est ainsi le scénario le plus probable pour atteindre l'objectif de 2°C en 2100, autrement dit suivant lequel il est peu probable de dépasser les 2°C d'augmentation moyenne par rapport à l'ère préindustrielle (figure 4.1). Il est traduit par une concentration de gaz à effet de serre dans le modèle TIAM-FR qui est limité à 444 ppm_{eq} en 2100. Ce scénario est intitulé ci-après par « *RCP2.6* ».

Le troisième scénario « *NDCs* » considèrent les objectifs nationaux de lutte contre le réchauffement climatique soumis par les Etats dans leurs *Nationally Determined Contributions* (NDCs) dans le cadre de l'Accord de Paris et donc, plus précisément, leurs cibles de réduction des émissions de GES. Les dix plus grands émetteurs de GES, que sont la Chine, les Etats-Unis d'Amérique, l'Europe (contribution unifiée pour 28 Etats membres), l'Inde, la Russie, le Japon, la Corée du Sud, le Canada, l'Indonésie et l'Arabie saoudite et qui représentent 76 % des émissions globales, ont soumis leur NDC et ratifiés l'Accord de Paris[32]. Plus précisément, les Etats-Unis d'Amérique se sont engagés à réduire leurs émissions de GES d'un niveau compris entre 26 et 28 % en 2025 par rapport au niveau de l'année 2005. L'Union européenne vise à réduire d'au moins 40 % ses émissions en 2030 par rapport à l'année 1990.

Les plus grands émetteurs d'Asie que sont la Chine, la Corée du Sud, l'Inde et le Japon et qui, pour rappel, ont fait l'objet d'études régionales spécifiques dans le chapitre 1, ont également communiqué leurs contributions à l'atténuation du changement climatique. Ces quatre pays représentaient environ 32 % des émissions globales en 2010, la Chine étant le premier contributeur mondial, l'Inde le quatrième, le Japon le sixième et la Corée le treizième (World Bank, 2010). Ainsi, la Chine (China, 2015) s'est engagée à réduire l'intensité carbone de son PIB de 60 à 65 % en 2030 par rapport à 2005. Durant la même période, l'Inde (India, 2015) s'est donné comme objectif de réduire l'intensité en GES de son PIB de 33 à 35 %. La Corée du Sud a annoncé un objectif de réduction de ses émissions de GES de 37 % en 2030 par rapport à leur niveau *Business as Usual*, autrement dit par rapport aux niveaux qu'elles auraient pu atteindre sans mise en œuvre d'une politique d'atténuation. A la différence de la Chine, de l'Inde et de la Corée du Sud, qui se sont engagés sur des objectifs relatifs en termes d'intensité de carbone ou de « niveau BAU », le Japon a communiqué un objectif en valeur absolue (comme les USA ou l'Europe). Ainsi, le Japon (Japan, 2015) s'est engagé à réduire ses émissions de GES de 26 % en 2030 par rapport à leur niveau de 2013 (ce qui correspond à une réduction de 25,4 % par rapport à leur niveau de 2005).

Le tableau suivant recense les différentes cibles de réduction des émissions de GES sur lesquelles se sont engagés les différents Etats dans le cadre de l'Accord de Paris et de leurs NDCs, considérées au niveau des régions désagrégées dans le modèle TIAM-FR. Pour l'implémentation de nos scénarios de contraintes climatiques, nous avons considéré les fourchettes basses de chaque NDCs.

[32] Réserve étant gardée quant à la mise en application dudit Accord par le gouvernement américain sous la présidence de Donald Trump mais que nous n'aborderons pas dans le cadre de ce travail.

Tableau 4.1. Synthèse des objectifs de réduction des émissions de GES (NDCs)

Régions	Année de référence	Année de l'objectif	Type	Niveau de réduction	Evolution (2010-2030)
Europe (WEU + EEU)	1990	2030	Réduction des émissions	40 %	-30,5 %
Russie (FSU)				25 % - 30 %	3,0 %
Etats Unis (USA)	2005	2025		26 % - 28 %	-22,8 %
Australie et Nouvelle Zélande (AUS)		2030		26 % - 28 %	-26,0 %
Canada (CAN)			Intensité carbone de PIB	30 %	-50,4 %
Chine (CHI)				60 % - 65%	10,1 %
Inde (IND)			Réduction des émissions	33 % - 35%	118,4 %
Japon (JPN)	2013			26 %	-24,9 %
Corée du Sud (SKO)	BAU			37 %	-35,2 %
Mexique (MEX)				25 % - 40 %	-15,5 %
Afrique (AFR)				15 % - 30 %	2,7 %
Moyen-Orient (MEA)				15 % - 30 %	16,9 %
Autres pays asiatiques en développement (ODA)				15 % - 30 %	3,4 %
Amérique Latine (CSA)	NDCs depuis le modèle TIMES-ALyC (Postic, 2016)				15,3 %

En dépit de la mobilisation internationale contre le réchauffement climatique et en faveur de la mise en place de politiques d'atténuation des émissions de GES, l'implémentation de l'ensemble des objectifs exprimés dans les NDCs ne permettraient de diminuer que de 13 % les émissions de GES en 2025 et 16 % en 2030 par rapport au niveau 2010 (UNFCCC, 2016). Aussi, le monde se situerait encore sur une trajectoire de hausse de la température globale comprise entre 2,7 et 3°C (Luomi, 2016) ou entre 2,4 et 2,7°C pour le Climate Action Tracker (Climate Action Tracker, 2016) avec une implémentation complète des NDCs, pour ne citer que ces deux exemples.

Afin d'atteindre in fine l'objectif de limitation de la hausse de la température globale à 2°C, les états sont invités à réviser et à communiquer leurs NDCs tous les 5 ans à partir de 2020. Il est aussi attendu que les différents Etats atteignent leur pic d'émissions de GES dès que possible. En outre, les pays du monde doivent s'engager dans la transformation de leurs économies et de leurs systèmes énergétiques notamment qui permettent d'aboutir à une société neutre en carbone dans la seconde moitié de ce siècle.

Dans le scénario NDCs, nous avons complété les engagements pris dans le cadre de l'Accord de Paris à 2025 ou 2030 avec des hypothèses d'atténuation des émissions de GES d'ici 2050. Ainsi, en cohérence avec l'objectif de 2°C, nous avons supposé une réduction des émissions de GES de 80 % pour les pays industrialisés en 2050 par rapport à leur année cible de référence que nous avons conservée. Concernant les Etats-Unis, nous avons considéré l'objectif indiqué dans l'accord de Copenhague, qui se traduisait par une réduction de 83 % des émissions de GES par rapport à l'année 2005. Pour les autres régions modélisées, nous avons supposé que leur pic d'émissions de GES surviendrait en 2030, en considérant pour cela, l'objectif soumis par la Chine dans sa contribution déterminée au niveau national (China, 2015).

Tableau 4.2. Synthèse des contraintes sur les émissions en 2050

Régions	Année de référence	Année de l'objectif	Type	Niveau de réduction	Evolution (2030-2050)
Europe (WEU + EEU)	1990	2050	Réduction des émissions	80 %	-66,7 %
Etats Unis (USA)	2005			83 %	-72,8 %
Australie et Nouvelle Zélande (AUS)				80 %	-73,0 %
Canada (CAN)					-71,4 %
Japon (JPN)	2013				-73,0 %
Chine (CHI)	2030		Pic des émissions à partir de 2030		0 %
Inde (IND)					
Corée du Sud (SKO)					
Russie (FSU)					
Mexique (MEX)					
Afrique (AFR)					
Moyen-Orient (MEA)					
Autres pays asiatiques en développement (ODA)					
Amérique Latine (CSA)					

Dans ce scénario « NDCs », nous avons également appliqué les plans nationaux engagés plus précisément sur le déploiement des énergies renouvelables y compris la bioénergie pour les quatre pays Asiatiques que nous avons ciblés, dans le but de raffiner l'analyse du futur déploiement de la bioénergie dans ces pays.

Ainsi, ces objectifs relatifs au développement des énergies renouvelables sont principalement extraits des NDCs mais complétés par l'étude des politiques nationales, telle que nous l'avons décrite dans le premier chapitre et résumée dans le tableau 4.3.

Tableau 4.3. Objectifs complémentaires pour la promotion de la bioénergie dans les 4 pays asiatiques étudiés

	Objectif
Chine	- 15 % d'énergie non fossile dans le TPES en 2020 et 20 % en 2030 - Un taux minimum d'incorporation de bioéthanol dans l'essence conventionnelle de 10 % en 2015
Corée du Sud	- 11,7 % d'énergie renouvelable dans le mix électrique en 2029 - un taux minimum d'incorporation de 3 % pour le biodiesel en 2020, et de 5% en 2030
Inde	- 40 % d'énergie renouvelable dans la capacité totale installée pour l'électricité en 2030 - un taux minimum d'incorporation de 20 % pour l'ensemble des biocarburants liquides
Japon	- Un mix énergétique en 2030 comprenant au moins : solaire 7 %, éolien 1,7 %, géothermie 1,1 %, hydraulique 9,2 %, biomasse 4,6 % - Un taux maximum d'incorporation : 10 % bioéthanol, 5 % biodiesel

Actuellement, le biocarburant liquide est considéré comme une des options les plus réalistes et réalisables pour remplacer les énergies fossiles conventionnelles (essence et diesel) dans le secteur du transport, secteur dont la contribution aux bilans carbone nationaux augmente sérieusement dans ces quatre pays asiatiques. En conséquence, ces derniers ont mis en œuvre des politiques de

promotion des biocarburants liquides en imposant des minimums de taux d'incorporation dans le carburant fossile.

Le Japon et la Corée du Sud n'ont pas mentionné ce type d'objectif dans leurs NDCs contrairement à la Chine et l'Inde mais au vu de la recherche additionnelle menée sur les politiques de promotion des biocarburants dans ces pays, nous avons également identifié ce type de mesure pour la Corée du Sud et le Japon. Ainsi la Corée du Sud a imposé un minimum de taux d'incorporation du biodiesel à un niveau de 3 % en 2020 et de 5 % en 2030 par une politique « RFS : *Renewable Fuel Standard* » via la loi « *The Act on the Promotion of the Deployment, Use and Diffusion of New and Renewable Energy* ». Cette loi est effective depuis le 31 Juillet 2015 (Korea Energy Agency, 2015a). Dans cette même loi, le gouvernement coréen décrit également un plan pour augmenter la part des énergies renouvelables dans le mix électrique jusqu'à 11,7 % en 2029 via notamment deux programmes, « *RPS : Renewable Portfolio Standard* » et « *Seventh Electricity Supply Plan* » (Korea Energy Agency, 2015b).

Le Japon avait quant à lui imposé un plafond d'incorporation du biocarburant, de 3 % pour le bioéthanol et de 5 % pour le biodiesel, afin d'assurer la performance du véhicule et de l'infrastructure. Néanmoins, la loi a été révisée dans le but d'accélérer la promotion du biocarburant et permet maintenant un taux d'incorporation de 10 % de bioéthanol dans tous les nouveaux véhicules, qui sont compatibles avec E10 (Iijima, 2013). Le Japon a de plus déterminé un plan de déploiement des énergies renouvelables dans son mix électrique dans sa NDC en termes de capacité installée en 2030 (Japan, 2015).

Concernant la Chine, l'augmentation de la part des énergies non-fossiles est un plan majeur exprimé dans son NDC (China, 2015). La Chine vise à approvisionner 20 % de son TPES par des énergies renouvelables en 2030. Par contre, le gouvernement chinois ayant précédemment fixé un objectif d'augmenter la part des énergies renouvelables dans le TPES jusqu'à 15 % en 2020, nous avons donc établi un scénario progressif pour cet objectif en introduisant 15 % en 2020 et 30 % en 2030. De plus, un taux d'incorporation minimal de 10 % pour le bioéthanol a été imposé pour l'année 2015.

Le gouvernement Indien a pour sa part communiqué un objectif d'augmenter la capacité installée pour la génération d'électricité à partir des énergies renouvelables jusqu'à 40 % en 2030 et un taux minimum d'incorporation de 20 % pour l'ensemble des biocarburants dans le carburant fossile (India, 2015).

Le tableau 4.4 résume les quatre scénarios que nous avons étudiés dans le cadre de ce travail et dont les résultats sont présentés dans les sections suivantes : le scénario *BAU*, le scénario *RCP2.6*, le scénario *NDCs* et enfin le scénario *RCP2.6+NDCs* qui prolonge la contrainte climatique du scénario *NDCs* à 2100 en y intégrant l'objectif global de 2°C exprimé dans le scénario *RCP2.6*.

Tableau 4.4. Scénarios développés

Scénario	Année cible	Description
BAU	2100	Sans contrainte climatique
RCP2.6	2100	Objectif de 2°C
NDCs	2050	Objectifs régionaux issus des NDCs avec une extrapolation jusqu'à 2050 Plans sur le déploiement des énergies renouvelables pour la Chine, la Corée du Sud, l'Inde et le Japon
RCP2.6 + NDCs	2100	Combinaison entre la contrainte RCP2.6 et les engagements nationaux

En effet, étant donné que le deuxième scénario (NDCs) n'impose de contrainte que jusqu'en 2050, le quatrième scénario *RCP2.6+NDCs* considère les engagements NDCs des régions et investigue la trajectoire de l'objectif 2°C sur la seconde moitié du siècle, et fait l'objet d'une analyse de positionnement de l'ampleur des NDCs dans l'objectif 2°C.

En plus des contraintes climatiques, deux groupes de contraintes spécifiques à la bioénergie ont été développés et appliqués aux trois scénarios climatiques. Nous avons d'abord analysé le rôle de la bioénergie en contraignant la disponibilité de la biomasse selon les trois niveaux de potentiel[33] : (1) *LO*, (2) *MID_LO*, (3) *MID_HI*. Ces trois scénarios ont été explicités dans le troisième chapitre. Les coûts associés à chacun de ces scénarios ont par ailleurs été décrits dans le deuxième chapitre. Concernant le potentiel de biomasse forestière, nous avons opté pour le scénario économique dans l'analyse du futur déploiement de la bioénergie car les coûts de production du bois sont basés sur le prix du marché retenus depuis l'étude de « *Outlook to 2060 for World Forests and Forest Industries* (Buongiorno et al., 2012) », comme expliqué dans le chapitre 2.

A travers le deuxième groupe de contraintes, il s'agit d'étudier l'impact des échanges internationaux sur le développement futur de la bioénergie. Les échanges internationaux ont alors été activés ou désactivés pour chaque combinaison de scénarios climatiques et potentiels. Il est important de noter que les résultats présentés dans les sections suivantes sont extraits des scénarios dans lesquels les échanges internationaux n'étaient pas autorisés. Des sections spécifiques seront dédiées à l'impact des échanges internationaux.

4.2. Résultats et analyses de la bioénergie dans les systèmes énergétiques sous contraintes climatiques

Nous présentons ici les résultats et l'analyse des transformations des systèmes énergétiques induites par les contraintes climatiques, avec un focus sur le futur déploiement de la bioénergie dans ces contextes. Dans la première partie, nous investiguons le rôle de la bioénergie dans un monde qui évolue pour atteindre l'objectif de 2°C à long terme, c'est-à-dire, d'ici 2100. Plus précisément, dans un premier temps, nous proposons une image globale du système énergétique mondial à 2100 et présentons le positionnement de la bioénergie dans ce futur. Nous analysons de plus l'impact de potentiels différenciés de biomasse et des échanges internationaux sur les choix d'investissements qui seront réalisés dans les deux contraintes climatiques expliquées ci-avant que sont les scénarios « RCP2.6 » et « NDCs+RCP2.6 ».

Dans un deuxième temps, nous focalisons notre analyse sur la Chine, la Corée du Sud, l'Inde et le Japon à moyen-long terme jusqu'en 2050 en correspondance avec les NDCs. En premier lieu, nous analysons la contribution de ces quatre pays asiatiques dans l'objectif de 2°C et l'ampleur des objectifs communiqués dans les NDCs. Puis, le déploiement de la bioénergie est là aussi discuté au

[33] Les trois scénarios sont explicités dans le chapitre 3 pour le niveau du potentiel. Les coûts associés à ce potentiel sont décrites dans le chapitre 2. Concernant le potentiel de la biomasse forestière, nous avons opté pour le potentiel économique dans l'analyse car les coûts de production des bois sont basés sur le prix du marché retenus depuis l'étude de « Outlook to 2060 for World Forests and Forest Industries (Buongiorno et al., 2012) », comme expliqué dans le chapitre 2.

regard des contraintes sur les potentiels de la biomasse disponible et les conditions d'échanges internationaux. Cette partie s'intéresse aux trois scénarios climatiques « *RCP2.6* », « N*DCs* » et « *NDCs+RCP2.6* ».

4.2.1. Quel système énergétique pour une trajectoire d'émissions de GES en ligne avec l'objectif de 2°C ?

Afin d'atteindre l'objectif de ne pas dépasser 2°C d'augmentation de la température par rapport à l'ère préindustrielle d'ici 2100, une contribution globale, autrement dit de tous les pays qu'ils soient développés ou en développement, est attendue en matière de réduction des émissions de GES. Dans notre scénario BAU, sans aucune contrainte climatique, les émissions globales de GES pourraient atteindre un niveau de 76 GtCO2eq en 2100. Ce niveau est environs 84 % élevé plus que le niveau des émissions de GES en 2010 (41 GtCO2eq). Notre scénario « RCP2.6 » nécessite une réduction des émissions jusqu'au niveau de 10 GtCO2eq en 2100, équivalant à une réduction globale de 66 GtCO2eq (figure 4.2).

Le niveau d'émissions baisse fortement à partir de l'année 2040 jusqu'en 2080. Les investissements effectués pendant cette période permettent de relâcher légèrement la contrainte environnementale après 2080, ce qui explique l'augmentation observée des émissions de GES entre 2080 et 2100. Afin d'atteindre la cible de 2°C, le rôle des pays en voie de développement[34] s'accentue et leur contribution en matière d'émissions évitées est de plus en plus importante. Les pays en voie de développement représentent 65 % des émissions globales en 2010 et devraient être responsables d'environ 83 % des émissions globale en 2100 (sans mise en place d'action climatique). Ainsi, pour être en ligne avec l'objectif de 2°C, 54 GtCO2eq des émissions à éviter en 2100 par rapport au niveau d'émissions estimé dans le scénario BAU devraient provenir des pays en développement dont le niveau d'émissions pourrait atteindre 64 GtCO2eq dans le scénario BAU.

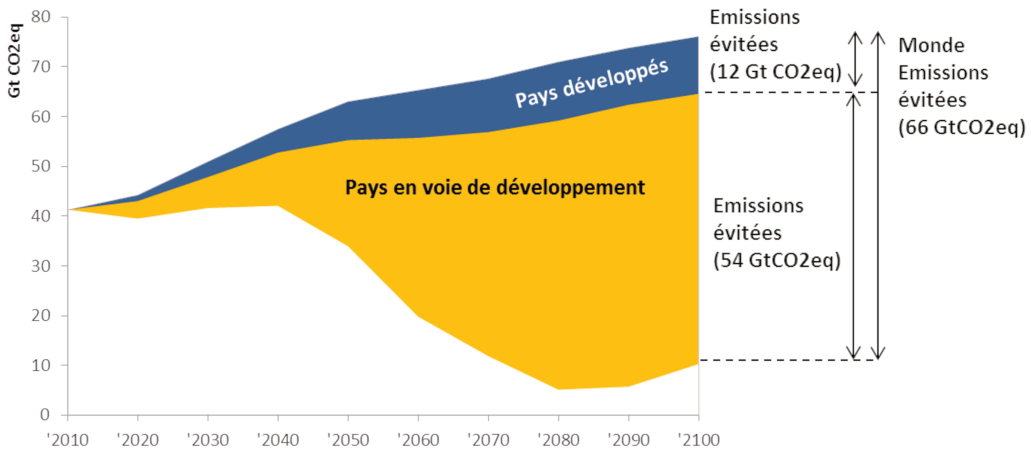


Figure 4.2. Evolution des émissions de GES dans le scénario RCP2.6

[34] Les pays en voie de développement parmi les régions TIAM-FR sont AFR, CSA, CHI, FSU, IND, MEA, MEX, ODA, SKO. Les pays développés sont AUS, CAN, WEU-EEU, USA, JPN.

Concernant les objectifs exprimés dans le scénario *NDCs* et associés à la trajectoire *RCP2.6,* nous pouvons constater que les actions climatiques ainsi mises en place permettent de stabiliser les émissions de GES légèrement plus tôt que dans le scénario *RCP2.6* seul, à savoir dès 2030. Puis les trajectoires d'émissions suivent la même tendance à partir de 2050. La révision des engagements NDCs que nous avons imposée à travers nos cibles de réduction des émissions de GES à horizon 2050 apparait ainsi légèrement plus contraignante au niveau global, même si les émissions de GES des scénarios RCP2.6 et NDCs+RCP2.6 suivent globalement la même trajectoire sur la période.

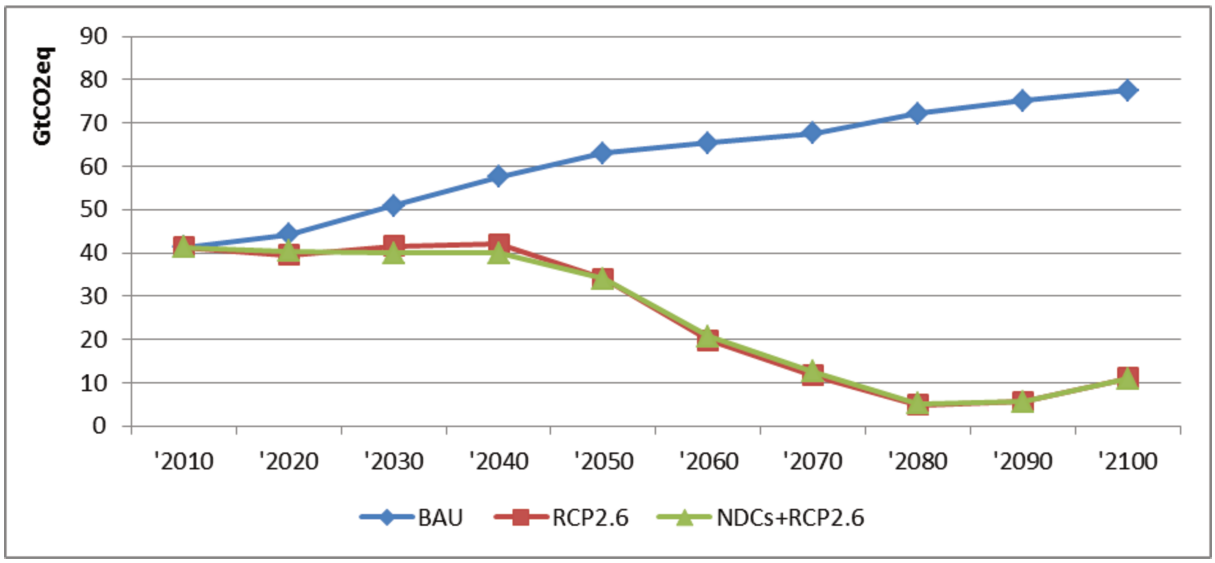


Figure 4.3. Trajectoires des émissions de GES par scénario (*BAU, RCP2.6, NDCs+RCP2.*6)

La Figure 4.4 montre les trajectoires d'émissions de GES des pays développés et des pays en voie de développement. Force est de noter qu'alors que les trajectoires d'émissions de GES des pays en développement sont assez similaires dans les deux scénarios climatiques, davantage de différences surviennent dans le cas des pays développés. Ces résultats mettent en effet en avant que, jusqu'en 2030, les NDCs des pays développés expriment des mesures climatiques plus strictes en termes de réduction des émissions des GES que celles induites par le scénario *RCP2.6*. Ensuite, force est de constater que les efforts d'atténuation apparaissent moindres après la première période concernée par les NDCs dans le scénario *NDC+RCP2.6* par rapport à la trajectoire *RCP2.6* seule. Néanmoins, la trajectoire des émissions de GES rejoint rapidement celle du scénario RCP2.6 après 2050.

Dans le cas des pays en voie de développement, comme précisé plus haut, les trajectoires d'émissions de GES des deux scénarios climatiques sont assez proches tout au long de l'horizon temporel même si la réduction d'émissions de GES apparait plus forte dans le cas des NDCs sur la période 2030-2050 que dans le scénario *RCP2.6*. Pour rappel, sur cette période, les émissions de GES des pays en développement sont stabilisées à leur niveau de 2030, date du pic d'émissions de chacune des régions ainsi concernées.

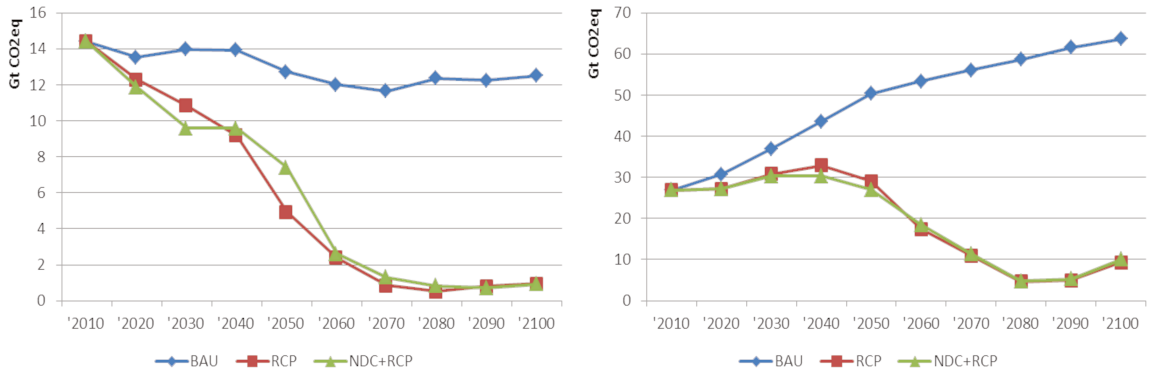


Figure 4.4. Trajectoire des émissions de GES selon les scénarios (à gauche : pays développés, à droite : pays en développement)

Pour finir, de manière générale dans les deux scénarios, on constate des différences assez importantes entre les trajectoires d'émissions de GES des pays en développement et celles des pays développés sur l'horizon temporel. En effet, alors que les émissions de GES des pays développés doivent décroître sur toute la période (en dehors de la fin de période où les émissions sont relativement stabilisées) et particulièrement au cours de la première moitié du siècle, celles des pays en développement continuent de croître au cours de la première moitié du siècle, même si le rythme de croissance est nettement plus faible que dans le scénario BAU. Ce n'est qu'à partir de 2040 que les niveaux d'émissions de GES sont supposés diminuer, assez fortement jusqu'en 2080. Ainsi, la décarbonation des systèmes énergétiques est, dans un premier temps, attendue dans les pays développés, les pays en développement limitant d'abord l'augmentation de leurs émissions de GES, avant d'opérer à leur tour une décarbonation de leur système énergétique. Dans les deux cas, même si elles ne surviennent pas au cours des mêmes périodes, des décisions d'investissement dans des modes de production d'énergie sobres en carbone tout comme des substitutions de ressources décarbonées, devront être opérées.

4.2.1.1. Impact des politiques climatiques sur la consommation d'énergie primaire

La Figure 4.5 montre la consommation d'énergie primaire dans le monde suivant les deux scénarios climatiques en comparaison avec le scénario BAU. Selon ce dernier, la demande en énergie primaire augmente progressivement, passant de 500 EJ en 2010 à 837 EJ en 2050 et à 1 247 EJ en 2100. Malgré un recours accru aux énergies renouvelables dont la part dans la consommation totale d'énergie primaire passe de 2,49 % (14,7 EJ) en 2010 à 18 % (225 EJ) en 2100, la dépendance à l'énergie fossile reste très élevée, le charbon, le gaz et le pétrole représentant 67 % (838 EJ) en 2100 des ressources primaires consommées. La place de la biomasse n'évolue quasiment pas au cours du temps jusqu'en 2100 passant de 11,9 % (59 EJ) en 2010 des ressources primaires mondiales consommées à 12,7 % (159 EJ) en 2100.

Par contre, les enjeux de décarbonation induits par l'objectif de 2°C telle qu'exprimée dans les scénarios « *RCP2.6* » et « *NDCs+RCP2.6* », conduisent à une baisse drastique du recours aux énergies fossiles qui ne représentent alors plus que 37 % (535 EJ) de la consommation de ressources primaires. Cette baisse provient principalement de la diminution de la consommation de charbon dans le monde, le charbon représentant alors 8 % (119 EJ) en 2100 des ressources par rapport à 33 % (416 EJ) dans le scénario BAU à la même période. Le charbon est progressivement remplacé par différents types d'énergies alternatives. Dans un premier temps, le gaz naturel et les produits

pétroliers sont les premiers substituts du charbon. A partir de 2020, la contrainte climatique dans le scénario *RCP2.6* fait baisser la part du charbon dans la consommation totale d'énergie primaire au profit du gaz naturel et des produits pétroliers qui gagnent en importance. Cette tendance continue jusqu'en 2060. Lors que la contrainte climatique nécessite plus de réduction d'émissions de GES, l'ensemble des énergies fossiles commence à diminuer et est remplacé de plus en plus par les énergies renouvelables. Durant la même période, la biomasse devient également une source d'énergie importante et se développe jusqu'à un niveau de 286 EJ en 2100 dans les deux scénarios climatiques par rapport à 159 EJ dans le scénario BAU. La consommation de biomasse commence à se rapprocher de l'ensemble des consommations de charbon et de pétrole à partir de 2070 ; 18,7 % (213 EJ) pour la biomasse et 19,1 % (218 EJ) pour le charbon et le pétrole. Entre les deux scénarios climatiques, *RCP2.6* et *NDCs+RCP2.6*, cette tendance est très similaire et nous ne pouvons observer qu'un niveau légèrement supérieur en 2030 de bioénergie dans le scénario *NDCs+RCP2.6*.

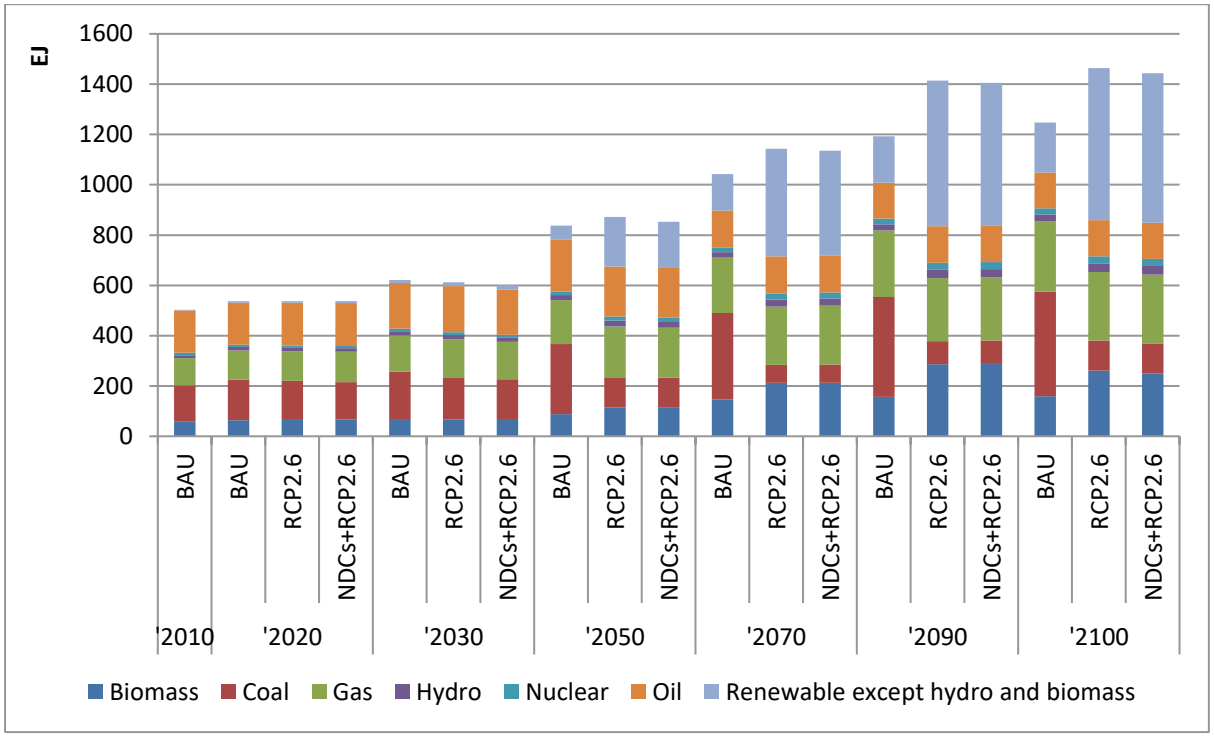


Figure 4.5. Consommation globale d'énergie primaire jusqu'en 2100

La figure 4.6 confronte le niveau de consommation en bioénergie dans la trajectoire de 2°C avec le potentiel en ressources biomasses disponibles. En 2030, la consommation primaire de biomasse est loin d'être saturée par le potentiel de la bioénergie. L'exploitation de la biomasse solide, en dehors des cultures énergétiques, reste au niveau de 52 % pour le scénario BAU et 55 % pour le scénario RCP2.6 en 2030. S'agissant de la surface exploitée pour la production des cultures énergétiques, seulement 3 % (0,25 Mm2) de la surface disponible est mobilisée pour la bioénergie. Parmi les différentes biomasses primaires, les résidus de transformation agricoles et forestiers sont d'abord exploités au maximum en raison de leurs faibles coûts dans les deux scénarios *BAU* et *RCP2.6*. Par contre, le scénario *RCP2.6* entraîne légèrement plus d'extraction de biomasse par les résidus à la récolte et à la découpe mais aussi les bois-énergies. En 2050, l'exploitation de la biomasse solide atteint 62 % du potentiel total dans le scénario *BAU* mais 82 % dans le scénario *RCP2.6.* La pression climatique élevée en 2050 nécessite également la production de cultures énergétiques

principalement pour le biocarburant liquide. Au final, 49 % (3,6 Mm2) de la surface disponible est occupée pour la production de cultures énergétiques dans le contexte de contrainte climatique contre 29 % dans le scénario BAU (2,1 Mm2). En 2100, l'extraction de la biomasse primaire est plus ou moins saturée au niveau de son potentiel à cause d'un grand déploiement de la bioénergie. Le scénario BAU montre aussi cette saturation pour tous les types de résidus agricoles et forestiers (99 % de taux d'exploitation) alors que 55 % du bois-énergie reste encore disponible. Par contre, la contrainte *RCP2.6* mobilise environ 98 % de l'ensemble de la biomasse solide incluant le bois. De même, le scénario *RCP2.6* demande le maximum de surface disponible pour produire des cultures énergétiques durant la même période.

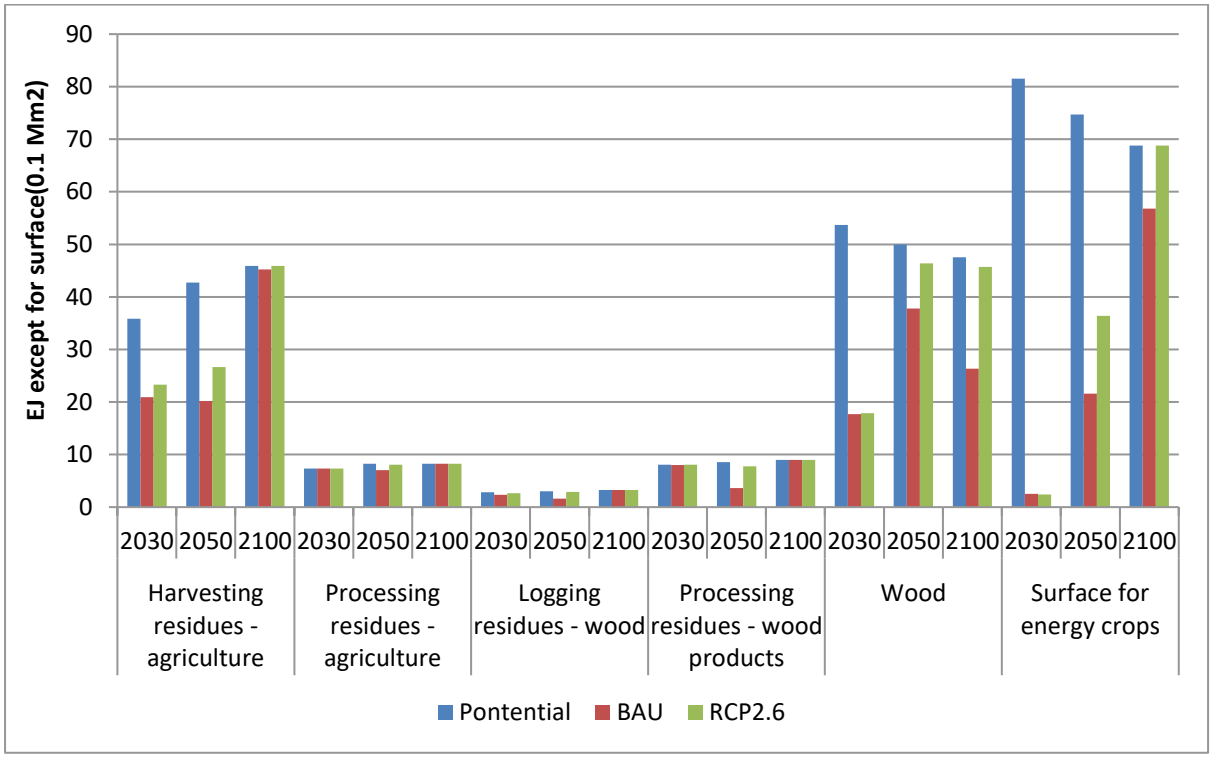


Figure 4.6. Exploitation du potentiel de la biomasse dans le scénario RCP2.6

Les résultats mettent donc en avant que la bioénergie joue un rôle important dans l'évolution des systèmes énergétiques visant à répondre à un niveau élevé de contrainte climatique mais qu'une grande partie du potentiel d'exploitation de la bioénergie est alors mobilisée.

4.2.2.2. Impact de l'engagement climatique sur la consommation d'énergie finale

Sans surprise, comme c'est le cas pour l'énergie primaire, en matière de consommation d'énergie finale, le monde présente une forte dépendance aux énergies fossiles. Le scénario *BAU* montre que la consommation finale de charbon ne cesse d'augmenter jusqu'en 2100, passant de 10,9 % (36,7 EJ) de la consommation totale d'énergie finale en 2010 à 21,7 % (177,6 EJ) en 2100. Il en est de même pour le gaz naturel qui représente 24,3 % (198,6 EJ) en 2100 contre 14,7 % (52,6 EJ) en 2010. Par contre, le gaz naturel et le charbon remplacent progressivement les produits pétroliers dans la consommation finale. La quantité demandée de produits pétroliers entre en phase de diminution à

partir de 2050 alors que la baisse de la part des produits pétroliers dans la consommation totale est observable dès 2020.

Quand le monde doit répondre à une importante contrainte climatique, comme dans le scénario *RCP2.6*, nous pouvons constater la sortie du charbon et des produits pétroliers dès 2020. Par rapport au scénario *BAU*, ils sont d'abord remplacés par du gaz naturel dès le début de la période. De plus, d'autres énergies et vecteurs énergétiques commencent à contribuer à la réduction des émissions de GES à partir de 2050. Ce sont principalement la bioénergie, l'électricité, la chaleur et les énergies renouvelables. La consommation d'électricité et de chaleur atteignent 272 EJ en 2100 contre 212 EJ dans le scénario *BAU*. Nous pouvons aussi observer un large déploiement des autres énergies renouvelables dans la consommation finale, qui sont 6 fois plus élevées (25 EJ) dans le scénario *RCP2.6* que dans le scénario *BAU* (4 EJ) en 2100

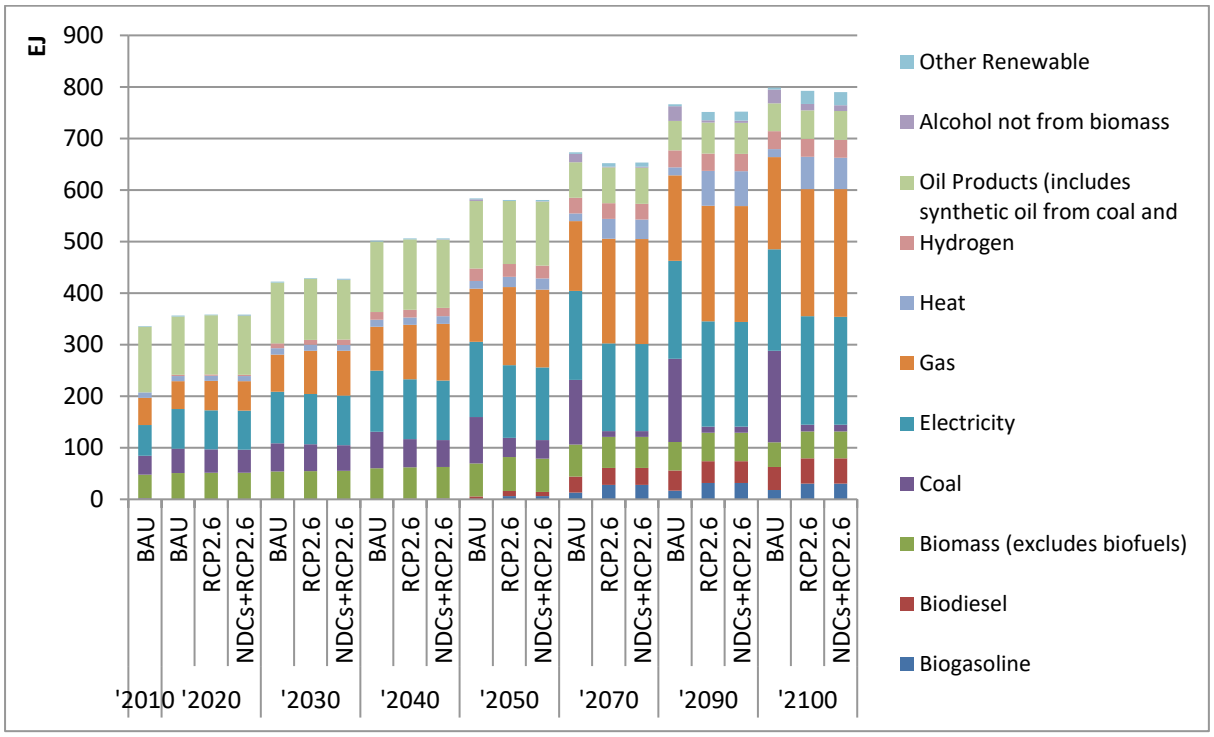


Figure 4.7. Consommation globale d'énergie finale jusqu'en 2100

Concernant la bioénergie dans la consommation finale, elle commence à prendre une place significative à partir de 2050. Cette évolution est notamment liée au développement des biocarburants liquides. Le scénario *BAU* montrait déjà un développement favorable du biocarburant liquide (2,3 EJ en 2010, 5,8 EJ en 2050 et 62,5 EJ en 2100) mais la contrainte climatique a poussé ce développement plus fortement jusqu'à atteindre 15,9 EJ en 2050 et 90,7 EJ en 2100. Il faut cependant noter le changement de choix technologique quant à la production de biocarburant dans le cas des scénarios climatiques. Dans les scénarios *NDCs+RCP2.6* et *RCP2.6*, les biocarburants liquides sont principalement produits en association avec des technologies de capture et séquestration du carbone (CCS) alors qu'ils sont produits sans aucune technologie de CCS dans le scénario *BAU*. Plus précisément, les technologies de la production du biocarburant liquides avec CCS contribuent à environ 90 % de la production totale en 2100 sous la contrainte climatique.

En dehors du biocarburant liquide, l'utilisation de la biomasse solide pour la production d'électricité et de chaleur est considérable dans le scénario climatique. Notamment, la consommation de pellets s'accroît particulièrement dans le secteur de l'électricité. L'ensemble des biomasses solides utilisées augmente dans le scénario *RCP2.6*, passant de 17,1 EJ en 2010 à 35 EJ en 2050 dont 11 EJ pour les pellets. Dans le scénario BAU, sur les 30 EJ consommées en 2050, 0,8 EJ représentait des pellets. En 2100, les pellets se développent au point de représenter jusqu'à 54 % (21 EJ) de la production d'électricité et de chaleur à partir de biomasse avec le scénario climatique. L'utilisation de la biomasse traditionnelle évolue très légèrement en termes d'énergie consommée dans tous les scénarios mais sa part dans la biomasse totale diminue fortement passant de 63,1 % en 2010 à 28,7 % dans le scénario *BAU* et 22,6 % dans les scénarios climatiques en 2100. Cela fait écho à la transition de la biomasse traditionnelle vers la biomasse moderne, de par le progrès technique, avec ou sans la contrainte climatique. On notera tout de même que cette transition s'intensifie dans le contexte de contrainte climatique accompagnée par les technologies de CCS et la nécessité d'une combustion efficace de la biomasse afin de réduire les émissions de GES.

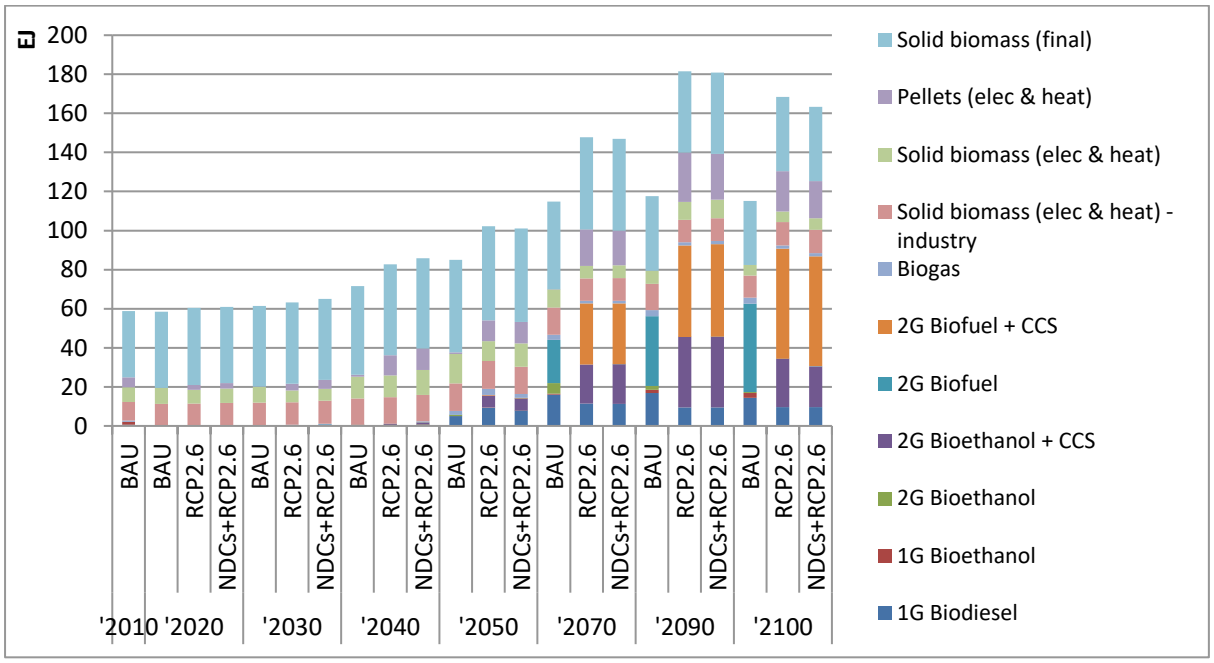


Figure 4.8. Usage de la bioénergie dans le monde jusqu'en 2100

4.2.2.3. Impact de l'engagement climatique sur le secteur d'électricité

Afin de répondre à la demande d'électricité qui s'accroît de 21 000 TWh en 2010 à 58 700 TWh en 2100, différents modes de production d'électricité sont choisis dans le monde. Dans le scénario *BAU*, la plus grande partie de la production provient des centrales à charbon (environs 40 % de la production totale) sur toute la période. Par contre, le mix électrique dans le scénario *BAU* connait un changement de tendance à partir de l'année 2040 avec le déploiement d'énergies renouvelables, plus spécifiquement, de l'énergie solaire. La contribution de la biomasse dans le mix électrique commence alors à décroître en 2040 jusqu'en 2100. Notamment, la biomasse n'apparaît plus compétitive et sa production baisse jusqu'à 6 TWh en 2100 par rapport à 330 TWh en 2010. Avant ce tournant en 2040, la biomasse était utilisée avec une nouvelle technologie de co-combustion charbon-biomasse, atteignant 1 139 TWh de production au maximum. Concernant les autres

énergies fossiles, le gaz et les produits pétroliers, on ne note qu'une légère augmentation de la production d'électricité qui passe de 4 550 TWh en 2010 et 5 085 TWh en 2100.

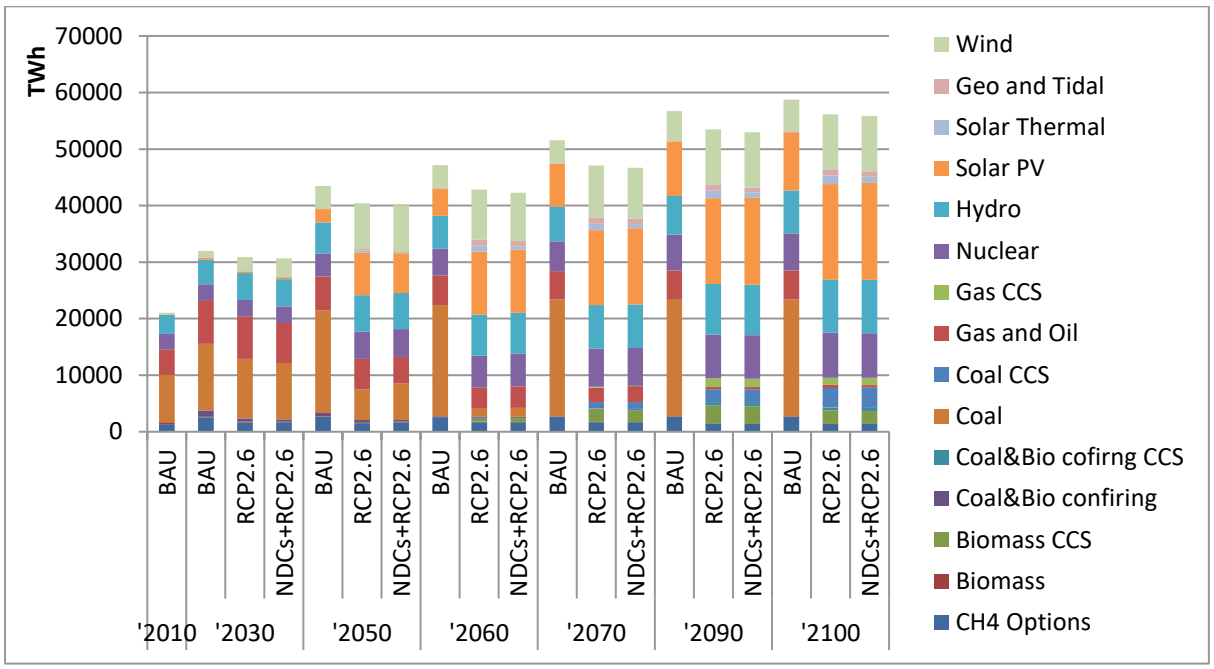


Figure 4.9. Mix énergétique global jusqu'en 2100

Il faut noter que l'énergie renouvelable, notamment par le biais du solaire, connaît une présence croissante dans la production d'électricité sans contrainte climatique. Les résultats constatent un grand déploiement du solaire photovoltaïque à partir de 2050. Sa part augmente de 25 TWh (0,1 % dans la production d'électricité totale) en 2010 à 2 325 TWh (5,4 %) en 2050, jusqu'à 10 222 TWh (17 %) en 2100.

Le mix électrique dans un contexte de contrainte climatique visant à atteindre un objectif de 2°C change fortement par rapport à celui du scénario *BAU*. Tout d'abord, le déploiement de l'énergie renouvelable survient plus tôt à partir de l'année 2030, et est accéléré. En dehors de l'hydraulique, parmi les énergies renouvelables, l'énergie éolienne se développe en premier lieu et est suivie par l'énergie solaire. En 2030, dans les scénarios climatiques, la production d'électricité à partir d'énergie éolienne dépasse déjà de deux fois celle développée dans le scénario *BAU* et atteint alors 2 456 TWh contre 1 143 TWh dans le *BAU*. La production électrique éolienne poursuit sa croissance sur la période jusqu'à atteindre 9 888 TWh en 2100.

L'énergie solaire photovoltaïque se développe également dans le mix électrique de manière plus rapide dans les scénarios climatiques par rapport au scénario *BAU* ; la production d'électricité solaire passant de 7 544 TWh (18,7 %) en 2050 à 16 873 TWh (30 %) en 2100. Il faut noter que le solaire et l'éolien ne sont pas les seules énergies renouvelables favorisées par le contexte de lutte contre le changement climatique et la décarbonation des systèmes énergétiques. L'ensemble des énergies renouvelables se déploient plus vite que dans le scénario *BAU*, par contre, dans les scénarios RCP2.6 et NDCs+RCP2.6, elles deviennent prédominantes dans le mix électrique dès 2050 représentant 68 % de la production d'électricité.

Une autre option importante de la stratégie de décarbonation des systèmes se développe et consiste en la technologie de CCS, la capture et la séquestration du carbone (figure 4.10).

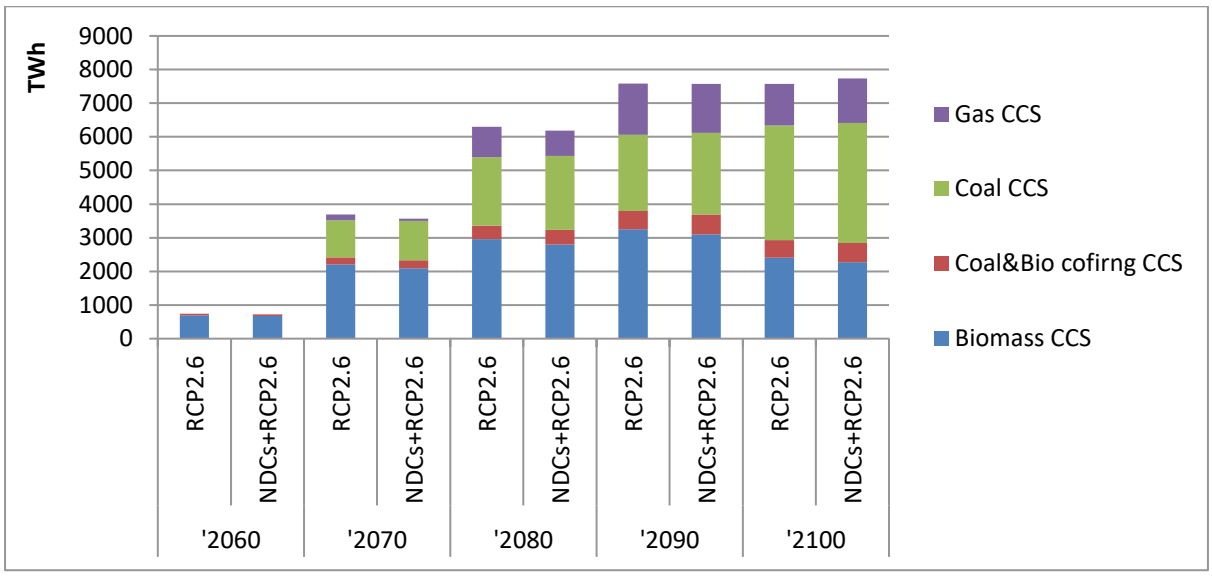


Figure 4.10. Production d'électricité avec des technologies CCS

Les technologies de CCS apparaissent lorsqu'un niveau de pression climatique est suffisamment mis en œuvre. Dans nos scénarios, elles apparaissent à partir de l'année 2060, plus précisément en étant associées à la biomasse (BECCS), permettant ainsi de bénéficier d'émissions négatives, et en étant couplées à des centrales de co-combustion du charbon avec la biomasse. Nous pouvons constater que la BECCS est la voie la plus favorable pour réduire les émissions de GES, là encore, le décompte d'émissions négatives contribuant fortement à cela. Ces technologies sont donc d'abord choisies pour décarboner le secteur électrique. Pour autant, la production d'électricité par des centrales équipées de CCS augmente jusqu'en 2100 non seulement avec le recours à la BECCS mais aussi avec le développement de la CCS dans les centrales à gaz et à charbon. L'ensemble des technologies de CCS produisent 1 482 TWh (1,7 % de la production totale d'électricité) en 2060 et atteignent 7 732 TWh en 2100 (14 % de la production totale), la BECCS contribuant à hauteur de 30 %.

4.2.2.4. Impacts du potentiel et de la disponibilité de la biomasse sur les stratégies de décarbonation des systèmes énergétiques

Comme illustré dans les sections précédentes, la bioénergie constitue une option favorable voire essentielle pour atteindre un objectif de 2°C. Pour autant il est important de considérer le fait que le potentiel de la biomasse pourrait varier selon différentes conditions sociales, économiques, climatiques, etc. Il est donc intéressant d'investiguer la manière dont le système énergétique pourrait répondre à des niveaux différents de potentiels de biomasse dans un contexte de pression climatique.

Nous présentons ici le changement du système énergétique induit par les trois scénarios de potentiel de la biomasse qui ont été développés précédemment, à savoir le scénario *LO*, le scénario *MIDLO* et le scénario *MIDHI*. Les différents potentiels implémentés correspondent ainsi à une disponibilité maximale de ressources biomasses primaires en 2100, à un niveau de 142 EJ pour le scénario *LO*, 249 EJ pour le scénario *MIDLO* et 298 EJ pour le scénario *MIDHI*.

La figure 4.11 met en avant la consommation finale d'énergie suivant les différents niveaux de potentiel de biomasse dans une contexte de politique climatique suivant un objectif de 2°C autrement dit le scénario *RCP2.6*. Au vu des résultats des différents scénarios, nous pouvons constater qu'un niveau limité de potentiel de biomasse conduit à un développement accru des énergies renouvelables afin de répondre à la contrainte de réduction des émissions de GES.

Dans le cas du potentiel de biomasse le plus contraint et donc le plus limité, exprimé dans le scénario *LO*, la diminution de la consommation finale de charbon et la transition vers le gaz naturel apparaissent plus tôt que dans les scénarios présentant des potentiels plus élevés, autrement dit que dans les scénarios *MIDLO* et *MIDHI*. En 2050, la consommation de charbon diminue à 18 EJ dans le scénario *LO* par rapport à 37 EJ et 47 EJ respectivement pour les scénarios *MIDLO* et *MIDHI*.

La hausse de la consommation de chaleur et d'électricité survient également plus tôt dans le scénario *LO*. En étant donné que la biomasse est considérée comme une source d'énergie neutre en carbone, voire négative quand elle est associée avec des technologies CCS, les stratégies visant à éviter les émissions de GES s'orientent assez facilement vers la bioénergie qui représente alors une option efficace pour l'atténuation du changement climatique.

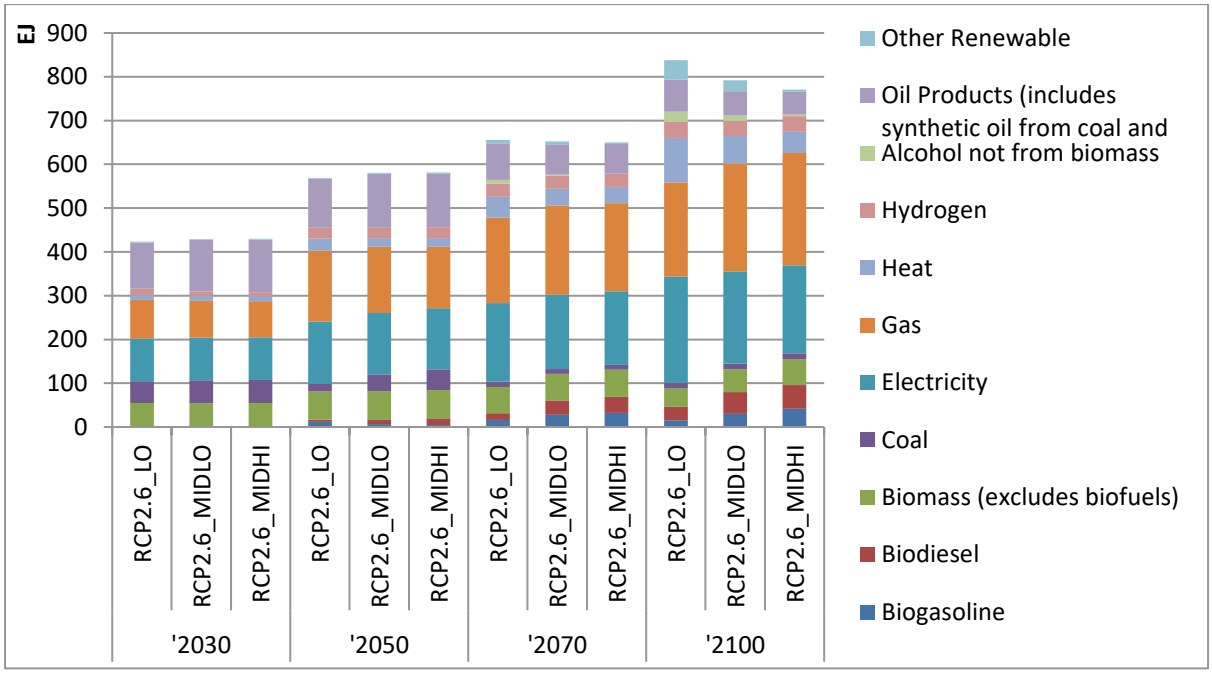


Figure 4.11. Consommation d'énergie finale par potentiel de la biomasse (RCP2.6)

La réaction du secteur électrique face à des variations de niveaux de potentiel de la biomasse nous permet également d'analyser le rôle de la bioénergie dans le futur. Dans le cas du scénario *LO*, la disponibilité limitée de biomasse pour la BECCS induit une réduction de l'ensemble des autres ressources émettrices de GES, à savoir le charbon, le gaz et les produits pétroliers. Selon les résultats de ces scénarios, l'électricité produite par le charbon (sans CCS) baisse jusqu'à 5 TWh en 2080 pour le scénario *MIDLO* et jusqu'à 21 TWh pour le scénario *MIDHI*. A la même période, pour le scénario *LO*, il est intéressant de noter que le charbon disparait du mix électrique.

Disposant d'un grand potentiel de biomasse dans le scénario *MIDHI*, la part de BECCS dans l'ensemble des technologies de CCS devient dominante sur tout l'horizon temporel (71 % en 2100 par rapport à 39 % et 32 % respectivement pour les scénarios *MIDLO* et *LO*). Le manque de disponibilité de la biomasse dans le secteur de l'électricité conduit alors au développement d'autres mode de production de l'électricité propres comme l'éolien et le solaire. L'ensemble des énergies renouvelables est donc davantage déployée dans le scénario *LO* où leur part atteint 76 % en 2100 dans la production d'électricité totale contre 68 % et 67 % dans les scénarios *MIDLO* et *MIDHI*.

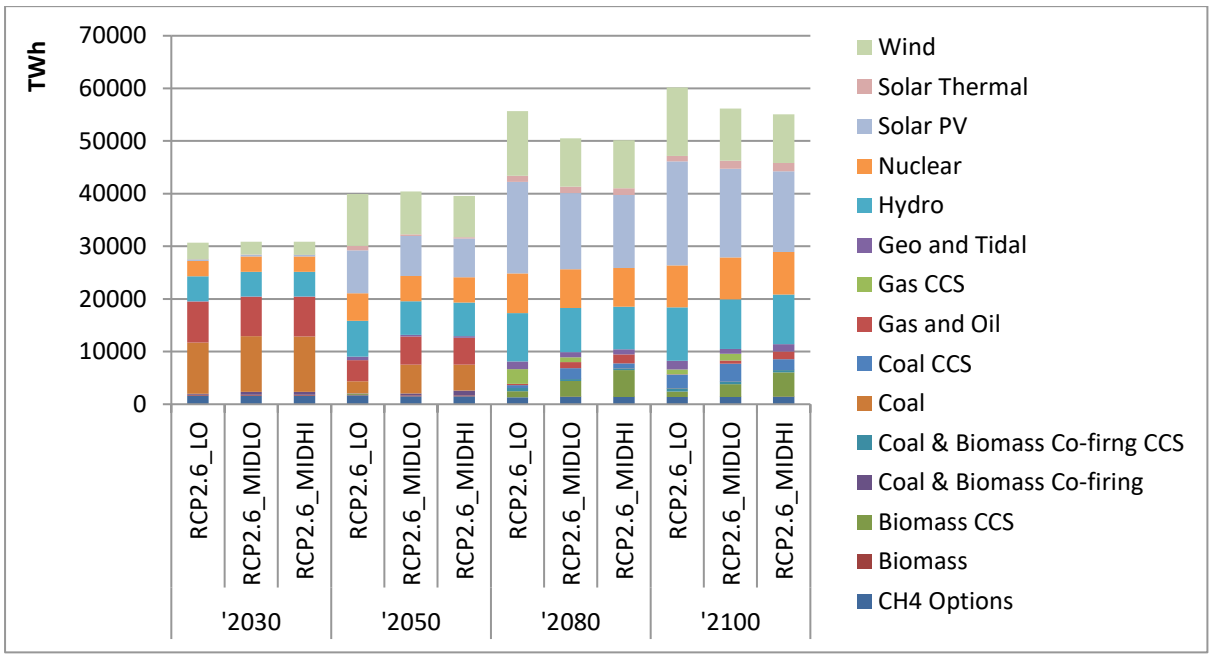


Figure 4.12. Production d'électricité par potentiel de la biomasse (RCP2.6)

Ces résultats mettent ainsi en avant que la biomasse constitue une source énergétique intéressante pour la décarbonation du secteur de l'électricité, mais plus particulièrement lorsqu'elle est associée à des technologies de capture et séquestration du carbone.

4.2.2.5. Impacts des échanges internationaux

Dans les scénarios précédents, rappelons que les échanges de ressources biomasses n'étaient pas autorisés dans le modèle. Nous avons donc testé l'impact de la prise en compte de ces échanges à l'échelle internationale sur l'évolution des systèmes énergétiques.

Ainsi, lorsque nous permettons le développement des échanges internationaux de ressources biomasses à différents stades de l'utilisation de la ressources, force est de constater que la consommation totale, à la fois de bioénergie primaire et finale, augmente. Nous pouvons alors remarquer que l'effet de la mise en place des échanges internationaux est très similaire à celui observé dans la section précédente dans le cas du scénario présentant un potentiel plus élevé de biomasse.

Plus précisément, le scénario *RCP2.6* avec échanges permet ainsi d'exploiter 37 EJ supplémentaires de biomasse en 2100 par rapport au scénario *RCP2.6* sans échange. La part supplémentaire

consommée de bioénergie survient au détriment des énergies renouvelables, qui sont alors évaluées comme économiquement moins rentables par rapport à la bioénergie, notamment au regard du potentiel de réduction des émissions de GES. Ainsi par exemple, la consommation des énergies renouvelables primaires diminue avec le recours des échanges, passant de 642 EJ en 2100dans le scénario sans échanges à 600 EJ dans le scénario où les échanges ont été activés. La situation est comparable dans le cas de la consommation d'énergie finale.

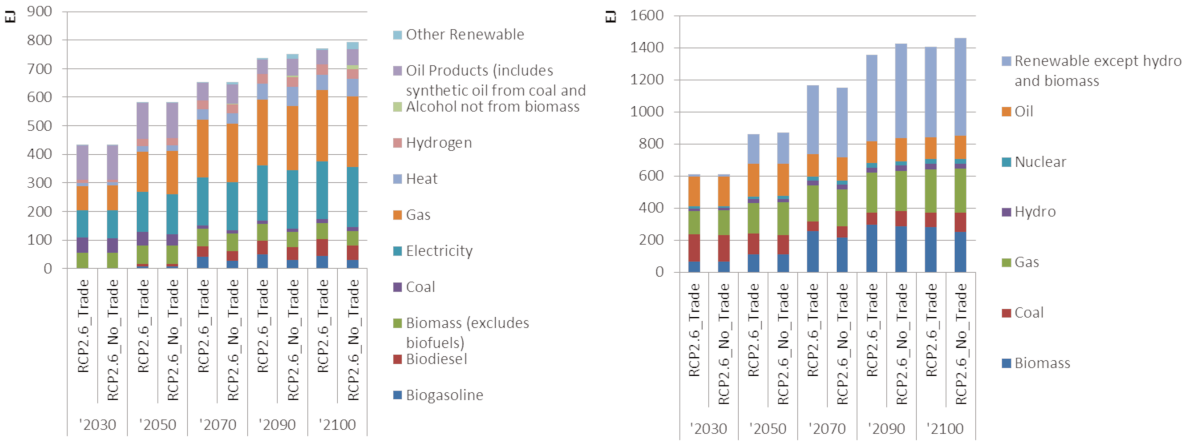


Figure 4.13. Effet des échanges dans les consommations d'énergie primaire et finale (à gauche : énergie primaire, à droite : énergie finale)

Concernant le volume des échanges de bioénergie, il augmente de 0,9 EJ en 2010 à 44 EJ en 2100. Parmi les commodités, les ressources biomasses finales (biocarburant liquide et pellets) représentent la majorité des échanges dans les scénarios de contraintes climatiques. La part des énergies primaires représente environ 64 % en 2010 et elle diminue progressivement jusqu'à 5,9 % en 2090.

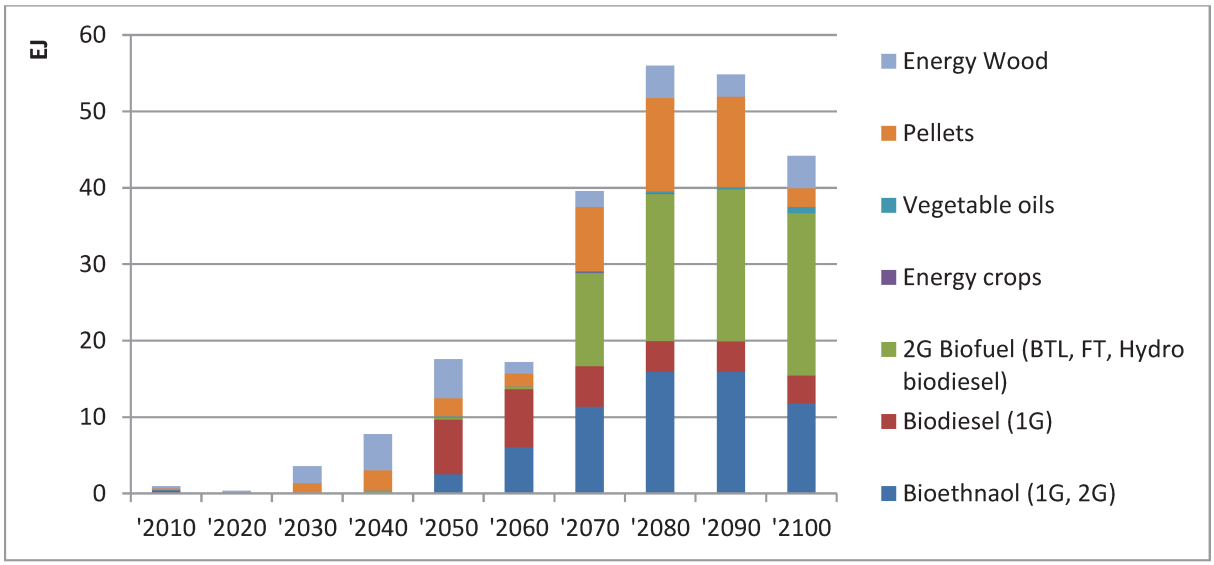


Figure 4.14. Volume d'échanges de la bioénergie sous pression climatique (RCP2.6)

Ce phénomène peut s'expliquer par plusieurs raisons comme le coût de transport, le progrès technique et le changement de la demande par exemple. Tout d'abord, la biomasse convertie permet de diminuer le coût de transport par une amélioration de la densité énergétique, comme expliqué précédemment dans cette thèse, la biomasse primaire étant une source d'énergie à teneur énergétique faible. Deuxièmement, le développement technologique touchant à la conversion de la bioénergie conduit à accroître les échanges de bioénergie en ce sens où, avec l'apparition des nouvelles technologies, comme par exemple la deuxième génération de biocarburant avec ou sans CCS ou encore la production de bioélectricité avec ou sans CCS, les pays du monde peuvent davantage vouloir s'orienter vers des options liées à la bioénergie dans leurs stratégies de décarbonation. Selon les résultats des scénarios étudiés, les échanges de la deuxième génération du biocarburant prennent la place la plus importante dans les échanges (72 % en 2090) suivie par les pellets (22 % en 2090) en deuxième position. Le dernier élément est le changement de demande énergétique dans un contexte de contrainte climatique. Dans les sections précédentes, nous avons identifié une hausse de la demande en biocarburants liquides dans la consommation d'énergie finale ce qui va favoriser les échanges de ces ressources.

Etant donné que la biomasse est une ressource au potentiel limité au niveau régional et global, les échanges de ressources biomasses, qu'elles soient primaires ou finales, constituent un levier au futur déploiement de la filière des bioénergies.

La Figure 4.15 montre les importations et les exportations par type de bioénergie et par région en 2100 dans une trajectoire guidée par le respect de l'objectif climatique de 2°C. Dans ce graphique, la valeur positive représente la quantité importée et la valeur négative signifie la quantité exportée.

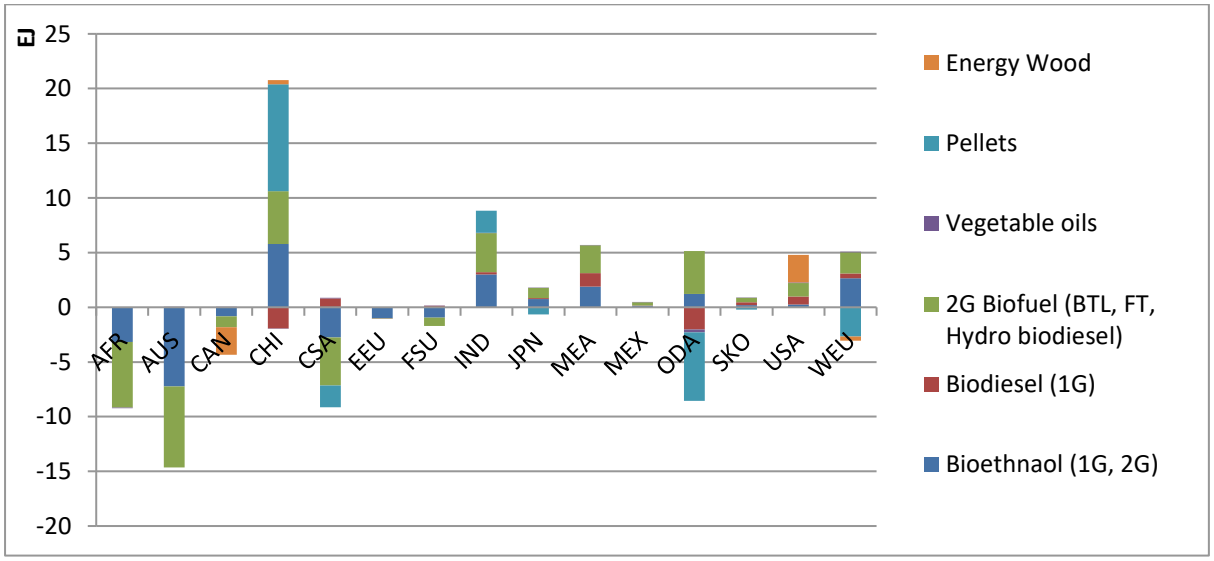


Figure 4.15. Echanges de la bioénergie par région en 2100 dans le scénario RCP2.6

Selon ces résultats, les grands exportateurs de biocarburants liquides pourraient être l'Afrique, l'Australie et l'Amérique Latine. Par contre, les pays asiatiques se positionnent comme importateurs des biocarburants liquides. Les pays asiatiques en voie de développement, ODA, exporteront le plus de pellets dans le monde suivi par l'Union européenne et l'Amérique Latine.

On notera toutefois que ce positionnement est susceptible de varier selon différentes conditions : économiques, politiques, contraintes climatiques comme le changement observé du système

énergétique. Par exemple, dans le scénario *RCP2.6*, les Etats Unis se plaçaient en position d'exportateur de bioénergie en début de période puis passent en position d'importateur à la fin de l'horizon temporel afin de répondre à l'augmentation de la consommation finale de bioénergie et donc notamment à leurs besoins en biocarburants non satisfaits par les ressources produites localement. Ainsi, la consommation nationale de biocarburant atteint 16 EJ en 2100 dans la situation où les échanges internationaux de biomasse sont possibles, la part des biocarburants importés en représente alors 13 %, alors que cette même consommation représentait 12 EJ dans le cas où il n'y a pas échanges.

4.2.2. Contribution des pays asiatiques à l'objectif de 2°C et positionnement de leurs NDCs dans la lutte mondiale contre le réchauffement climatique

Comme annoncé, nous présentons ici une analyse ciblée sur quatre grands émetteurs de GES asiatiques, que sont la Chine, l'Inde, le Japon et la Corée du Sud en présentant notamment la contribution de ces pays dans la lutte contre le réchauffement climatique et leurs stratégies de décarbonation, en intégrant le rôle des bioénergies dans cette transition vers des sociétés sobres en carbone. Dans ce contexte, l'analyse portera principalement sur la période 2010-2050.

Dans un premier temps, la figure 4.16 montre les émissions de GES évitées nécessaires pour atteindre l'objectif de limitation de la hausse de la température moyenne à 2°C en extrayant la contribution des quatre pays asiatiques précités.

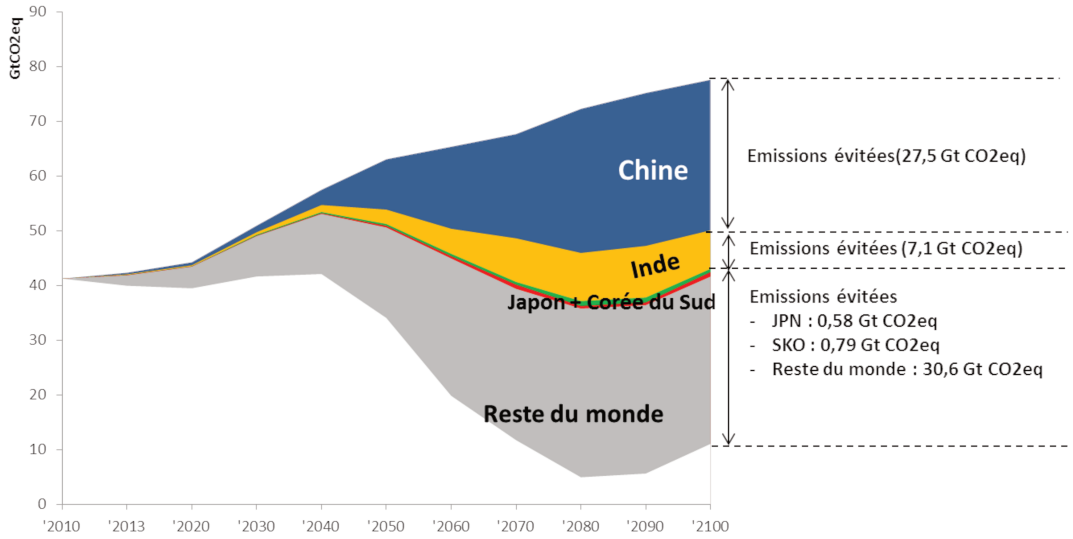


Figure 4.16. Contribution des pays asiatiques (Chine, Inde, Japon, Corée du Sud) à l'objectif de 2°C

En tant que premier émetteur de GES mondial, la Chine est appelée à réduire le plus ses émissions de GES, à un niveau de 27,5 Gt CO2eq en 2100 par rapport à son scénario BAU. L'Inde est aussi appelée à faire un effort important pour réduire ses émissions de GES, en évitant notamment 7,1 GtCO2eq en 2100. Les niveaux d'émissions évitées de GES correspondent pour leur part en 2100 à 0,58 GtCO2eq pour le Japon et 0,79 GtCO2eq pour la Corée du Sud. L'ensemble de ces quatre pays asiatiques contribueraient ainsi en 2100 à 54 % de la réduction attendue des émissions globales (par rapport au scénario *BAU*).

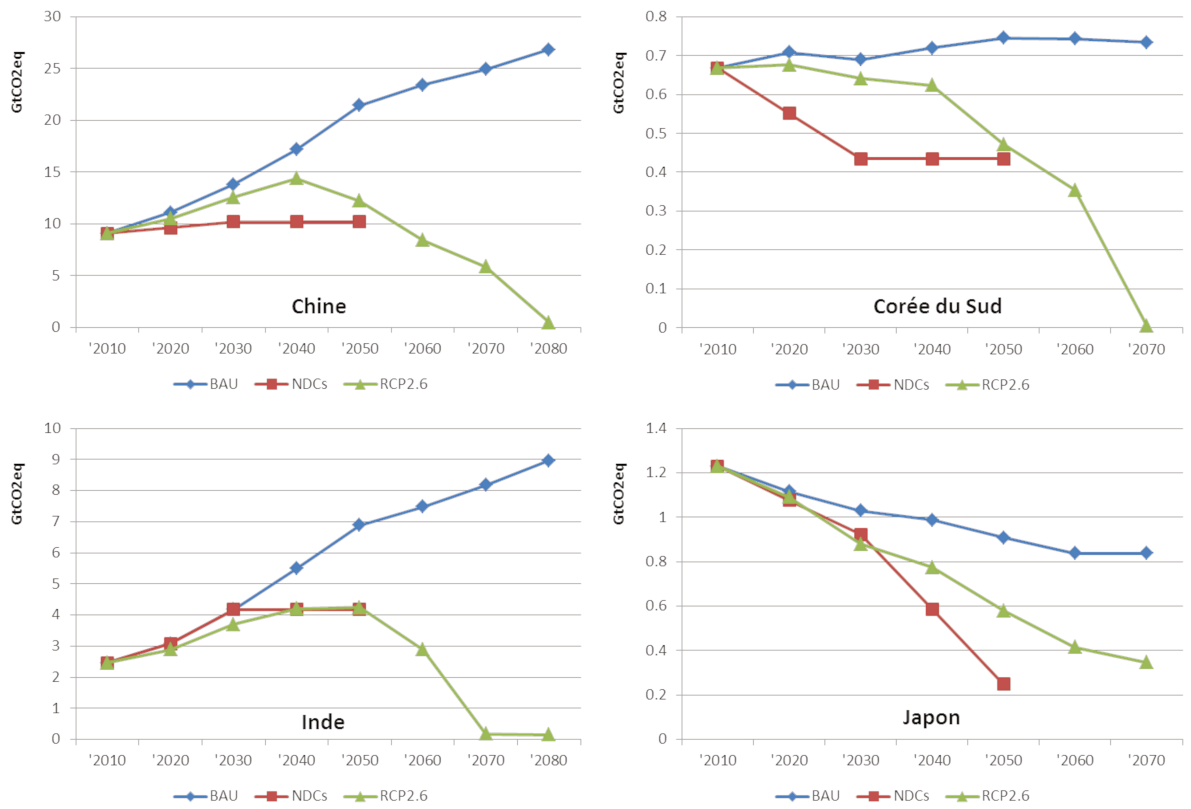


Figure 4.17. Trajectoire des émissions de GES de quatre pays asiatiques

La figure 4.17 met en avant les trajectoires d'émissions de GES de ces quatre pays asiatiques pour le scénario global *RCP2.6*, à horizon 2100 et le scénario *NDCs* à horizon 2050. Tout d'abord, on peut noter que la Chine et la Corée du Sud présentent des niveaux d'engagements à réduire leurs émissions de GES (tels que communiqués dans leurs NDCs) plus ambitieux que ceux issus du scénario global *RCP2.6*, où les actions de décarbonation surviennent plus tard sur la période, essentiellement après 2040. Les trajectoires d'émissions de tous les scénarios se rejoignent en 2060. Plus précisément, en Chine, les émissions de GES dans les scénarios considérant les *NDCs* jusque 2050, augmentent légèrement jusque 2030, ce qui au vu du développement du pays est déjà un effort notable de maîtrise des émissions de GES, puis se stabilisent de 2030 à 2050, comme imposé dans la contrainte climatique. Dans le scénario *RCP2.6*, les émissions de GES croissent jusque 2040 en se détachant progressivement de la trajectoire BAU, avant de décroître régulièrement jusqu'à la fin de la période temporelle.

Dans le cas du Japon, son engagement *NDCs* est légèrement plus faible que la contribution attendue dans le scénario *RCP2.6* jusqu'en 2030. Par contre, sur le reste de l'horizon temporel, s'il renforce son effort d'atténuation et parvient ainsi à une réduction de 80 % en 2050 de ses émissions par rapport au niveau 2013 (comme supposé dans scénario *NDCs*), le Japon, qui est le seul pays parmi les quatre à être dans une trajectoire décroissante d'émissions de GES, présenterait une décarbonation de son système énergétique plus tôt que celle estimée dans le scénario *RCP2.6*.

Dans le cas de l'Inde, l'engagement pris dans le cadre de ses NDCs demande un effort de réduction des émissions de GES assez limité si on compare avec la trajectoire des émissions du scénario *BAU*, qui suit la même tendance jusqu'en 2030 que celle du scénario *NDCs*. Par rapport au scénario *RCP2.6*, la contribution attendue en matière d'atténuation est plus importante sur la période 2010-2030,

l'Inde étant appelée à réduire ses émissions, même légèrement, dès le début de la période. Un résultat intéressant réside dans le fait que le pic des émissions de GES, qui a été contraint à 2030 dans le scénario *NDCs*, survient dès 2040 dans le scénario *RCP2.6*, les émissions ne commençant à décroître qu'à partir de 2050.

4.2.2.1. L'impact des engagements NDCs sur le système énergétique

Dans cette section, nous analysons le changement de la consommation de bioénergie dans le contexte décrit par les NDCs, et plus précisément ici dans le cas du scénario *NDCs*, à horizon 2050. Ces résultats vont également dans le sens du fait que la première réponse aux contraintes climatiques réside dans une transition du charbon vers d'autres ressources fossiles, le gaz naturel et les produits pétroliers. Jusqu'à l'année 2050, le déploiement de la bioénergie n'est pas opéré dans tous les pays asiatiques.

Dans le cas de la Chine et de l'Inde, les engagements NDCs exercent principalement une transition du charbon vers le gaz naturel. En 2030, la part du charbon dans la consommation totale diminue de 25 % à 20 % pour la Chine et de 27 % à 14 % pour l'Inde par rapport aux niveaux de BAU au profit du gaz naturel dont la part dans la consommation totale passe de 21 % à 25 % pour la Chine et de 10 % à 19 % pour l'Inde. La part des produits pétroliers augmentent quant à eux dans une moindre mesure, passant de 16 % à 17 % pour la Chine et de 16 % à 21 % pour l'Inde.

Cette tendance se poursuit jusque 2050, date à laquelle cependant la part de la chaleur en Chine s'accroît elle aussi. Les autres types d'énergie restent pour leur part quasiment au même niveau durant toute la période analysée (figure 4.18).

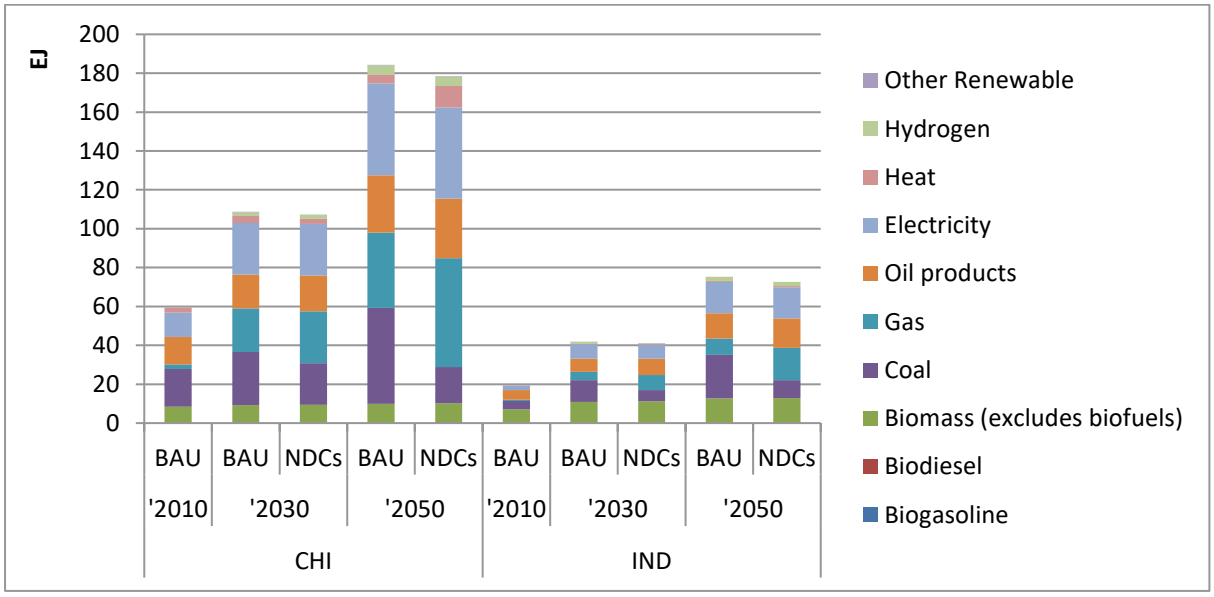


Figure 4.18. Consommation totale d'énergie finale en Chine et en Inde (NDCs)

La Corée du Sud et le Japon montrent une réponse similaire face aux engagements exprimés à travers les NDCs, en suivant néanmoins une voie différente à celle empruntée par la Chine et l'Inde.

Malgré la baisse de la consommation finale de charbon observée communément dans les quatre pays, le Japon et la Corée du sud substituent également le gaz naturel par des produits pétroliers. En 2030, nous pouvons observer une baisse de la part du gaz naturel passant de 23 % (25 EJ) à 15 % (15 EJ) pour le Japon et de 20 % (12 EJ) à 18 % (11 EJ) pour la Corée du Sud dans le scénario *NDCs* par rapport aux niveaux de *BAU*. A la même période, la part des produits pétroliers augmente de 29 % (3 EJ) à 41 % (4,3 EJ) pour le Japon et de 30 % (1,8 EJ) à 34 % (2,1 EJ) pour la Corée du Sud par rapport aux niveaux *BAU*. En 2050, ce changement s'intensifie au Japon où la part des produits pétroliers passe alors de 23 % (2,5 EJ) à 34 % (3,9 EJ) par rapport au niveau constaté dans le scénario *BAU*.

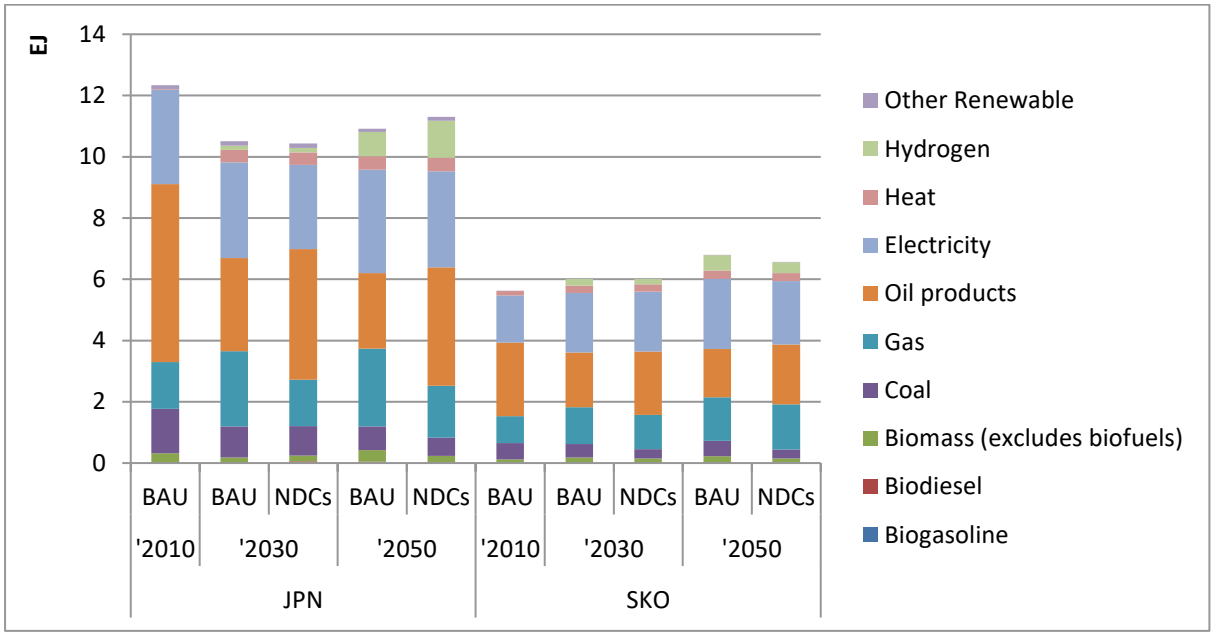


Figure 4.19. Consommation totale d'énergie finale en Corée du sud et au Japon (NDCs)

Au niveau sectoriel, la transition depuis le charbon vers le gaz naturel apparait dans le secteur industriel dans les quatre pays. En Chine, le secteur industriel baisse sa consommation de charbon de 46 EJ (*BAU*) à 15 EJ (*NDCs*) et le remplace par le gaz naturel (de 31 EJ à 50 EJ) en 2050. La biomasse est plus présente dans le secteur résidentiel que dans les autres secteurs. La consommation de biomasse dans les ménages en 2050 reste, quel que soit le scénario, à un niveau de 9 EJ (38 %). Dans le secteur du transport, la contrainte climatique et la politique du taux minimal d'incorporation de bioéthanol entraînent une consommation en 2050 de 0,5 EJ de bioéthanol (11 % de l'essence conventionnelle) alors que la consommation de bioéthanol n'existe pas avec le scénario *BAU*. En étant donné que la promotion du biocarburant liquide ne s'appuie que sur le bioéthanol en Chine, la consommation du biodiesel n'apparait pas dans la période cible.

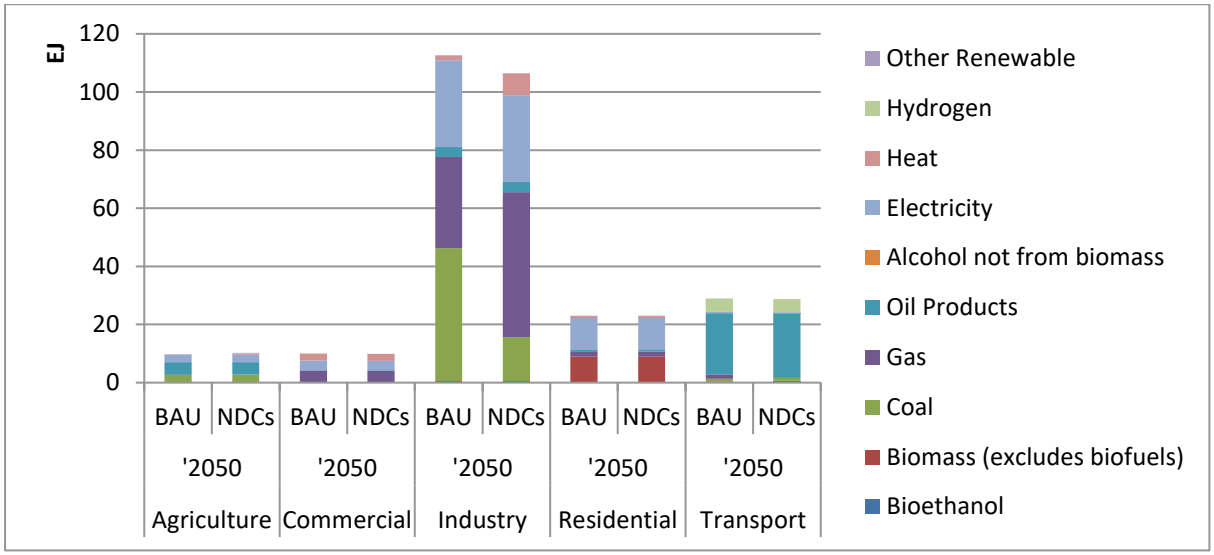


Figure 4.20. Consommation sectorielle d'énergie finale en Chine (NDCs)

En Inde, c'est aussi le secteur industriel qui est le plus touché par la contrainte climatique. La part du charbon dans ce secteur diminue de 62 % (*BAU*) à 27 % (*NDCs*) en 2050 et remplacé principalement par le gaz naturel de 13 % à 46 %. Comme analysé dans le chapitre 1, la biomasse est la source la plus importante dans le secteur résidentiel notamment pour les zones rurales. Ce fait est aussi observable dans nos résultats qui maintiennent le niveau de la consommation de la biomasse solide dans le secteur résidentiel sous contrainte climatique. Grâce aux obligations de taux minimum d'incorporation du biocarburant, 20 % pour l'ensemble des biocarburants liquides, le biocarburant liquide représente 4 % (424 EJ) de la consommation totale dans le secteur transport en 2050.

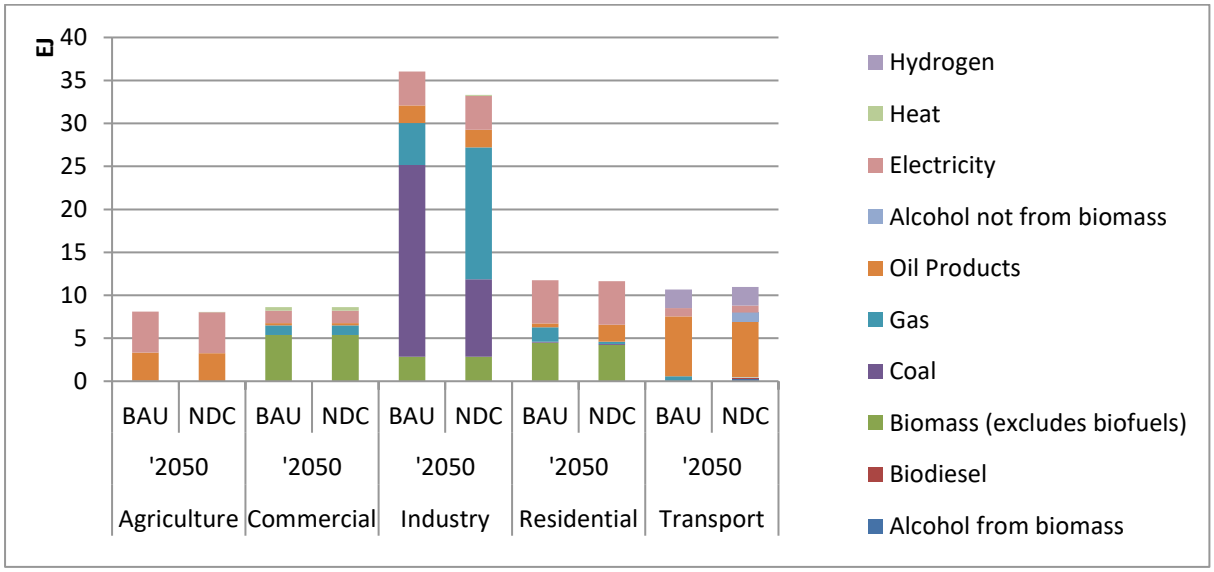


Figure 4.21. Consommation sectorielle d'énergie finale en Inde (NDCs)

La Corée du Sud remplace aussi le charbon par du gaz naturel, le charbon étant essentiellement présent dans le secteur industriel. La consommation de gaz naturel diminue par contre dans les autres secteurs, au profit notamment des produits pétroliers. Concernant le biocarburant, l'Etat coréen impose un taux minimum d'incorporation seulement pour le biodiesel contrairement à la Chine. Le bioéthanol n'est donc pas présent dans toute la période. Ainsi, la Corée du Sud réussit à

promouvoir le biodiesel à hauteur de 13 PJ en 2050, soit 7 % de la consommation totale du diesel dans le secteur du transport en 2050.

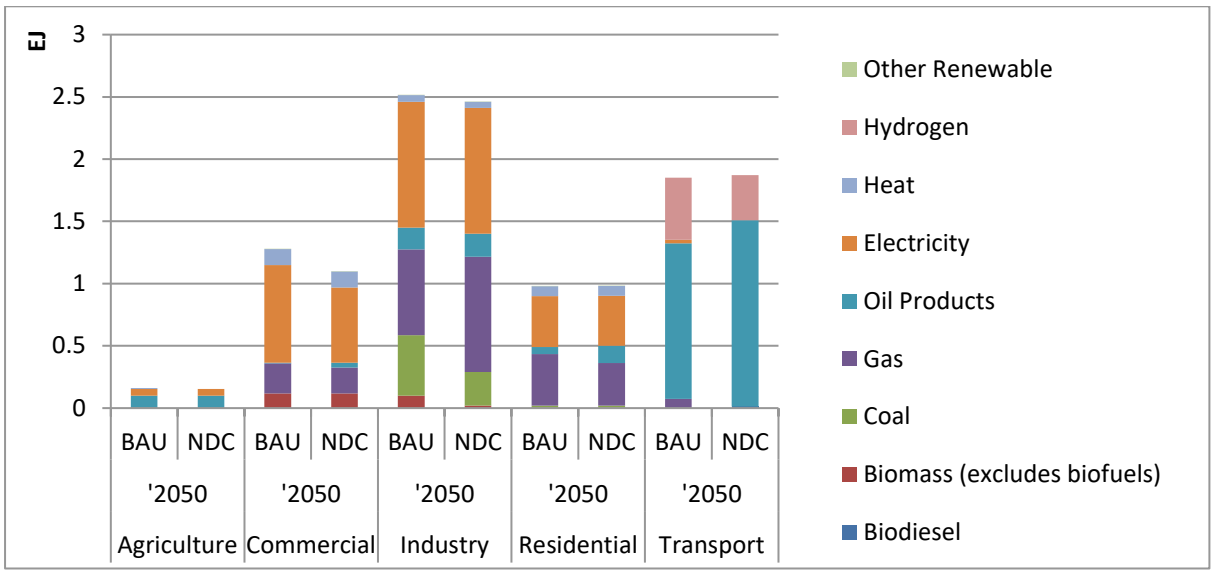


Figure 4.22. Consommation sectorielle d'énergie finale en Corée du Sud (NDCs)

Le Japon suit une trajectoire similaire à celle de la Corée du Sud mais une différence est à noter dans le secteur du transport. A la différence des autres pays, le Japon limite l'incorporation du biocarburant pour des raisons de sécurité à un taux plafond de 10 %. Il n'est donc pas autant développé que d'autres pays asiatiques. Par contre, l'hydrogène se déploie dans le secteur du transport. La consommation de l'hydrogène augmente en effet de 0,8 EJ (24,5 %) dans le scénario *BAU* à 1,2 EJ (33 %) en 2050 dans le scénario *NDC*.

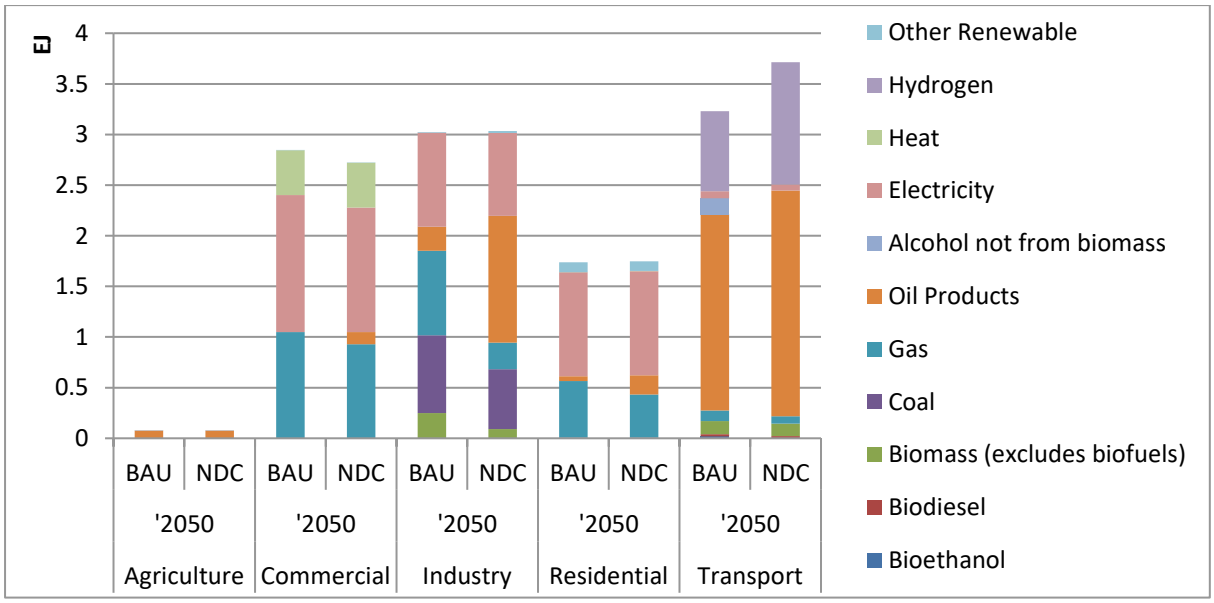


Figure 4.23. Consommation sectorielle d'énergie finale au Japon (NDCs)

4.2.2.2. L'impact des engagements NDCs sur le déploiement de la bioénergie en Asie

La Figure 4.24 montre l'utilisation de la bioénergie par type en 2050 dans les quatre pays asiatiques analysés. Les résultats montrent tout d'abord que la biomasse solide demeure une ressource importante dans les usages finaux en Chine et en Inde. Cette consommation est fortement liée à la demande en biomasse dans les secteurs résidentiel et industriel. La biomasse solide représente plus de 75 % dans ces deux pays des bioénergies utilisées. La contrainte climatique et les mesures prises par ces pays ne favorisent pas forcément le développement de la biomasse moderne. La production d'électricité à partir de la biomasse reste faible, représentant moins de 9 % de ses usages.

La Corée du Sud et le Japon utilisent quant à eux davantage de bioénergie moderne. La consommation de biomasse solide pour un usage final reste à un niveau très bas, inférieur à 1 PJ pour le Japon et 110 PJ pour la Corée du Sud. En matière de production d'électricité à partir de la biomasse, le Japon et la Corée du Sud ont recours soit aux pellets soit à la biomasse solide. En Corée du Sud, la consommation des déchets municipaux est remarquablement élevée par rapport aux trois autres pays. Cet élément rejoint l'analyse de la situation énergétique en Asie que nous avons menée et présentée dans le premier chapitre. Nous pouvons aussi identifier que le gaz de décharge est davantage présent en Corée du Sud. Au Japon, la production de biogaz synthétique se développe spécifiquement par rapport aux autres pays.

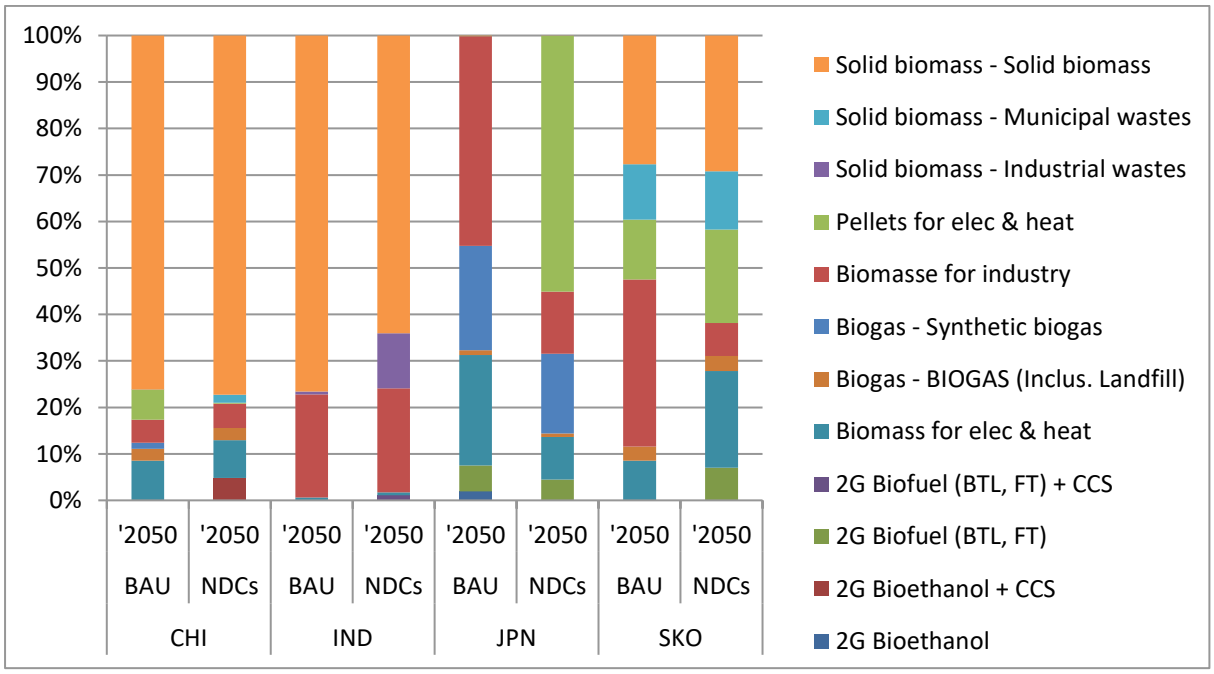


Figure 4.24. Utilisation de la biomasse dans les pays asiatiques en 2050[35]

Concernant le biocarburant liquide, la première génération n'est plus présente dans les quatre pays en 2050. A la place, la deuxième génération de biocarburant est développée, dans le scénario *NDCs* comme dans le scénario *BAU*. En Inde et en Chine, on notera que la production de biocarburant liquide apparait en 2050 associée avec des technologies de CCS, ce qui n'est pas le cas en Corée du

[35] Le biocarburant liquide et le biogaz sont exprimés en unité d'énergie finale (PJ) et le reste de la biomasse est exprimé en unité d'énergie d'entrée dans les processus (PJ).

Sud et au Japon. La contrainte *NDCs* et les politiques de promotion du biocarburant liquide induisent effectivement un développement de biocarburant liquide sauf dans le cas du Japon qui limite le taux d'incorporation du bioéthanol. La consommation de biocarburant liquide atteint 534 PJ en Chine, 141 PJ en Inde, 30 PJ au Japon et 18 PJ en Corée du Sud dans le scénario *NDCs* alors que le scénario BAU n'encourage pas cette ressource sauf au Japon. En Chine, la production de biocarburant liquide est issue à 100 % de la deuxième génération, avec la technologie de CCS, et à 95 % pour l'Inde.

Au Japon et en Corée du Sud, la biomasse est principalement utilisée pour la production d'électricité (voir Figure 4.25). Dans les quatre pays, la contrainte climatique imposée par les *NDCs* n'est pas suffisamment forte pour faire apparaitre la production d'électricité avec des technologies de CCS. Néanmoins, le Japon et la Corée du Sud développent le *co-firing* de la biomasse avec le charbon. Dans le mix électrique, la part du *co-firing* augmente, passant de 0,25 % (2,6 TWh) de la production d'électricité à 4,2 % (40 TWh) pour le Japon et 0,01 % (0,1 TWh) à 6 % (36,9 TWh) pour la Corée du Sud. Par contre, la Chine et l'Inde ne développent pas la bioénergie dans le secteur d'électricité et l'utilise dans la consommation finale sous la forme de biomasse solide ou dans la production du biocarburant liquide.

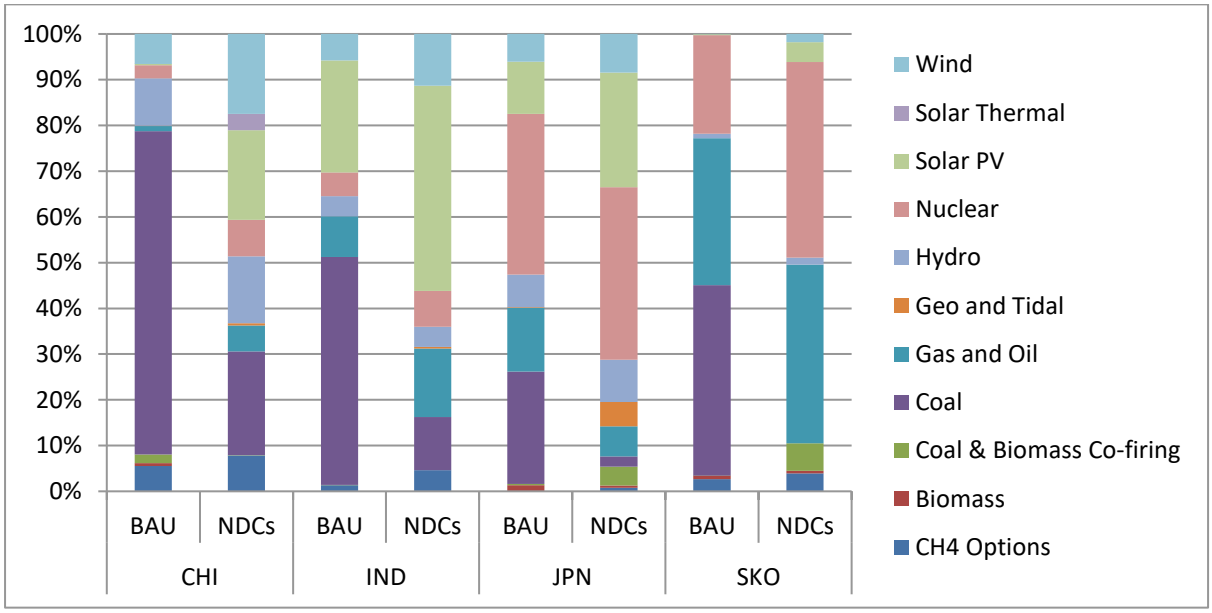


Figure 4.25. Mix électrique dans les pays asiatiques (NDCs) en 2050

4.2.2.3 .L'impact des échanges internationaux dans les pays asiatiques

Dans cette section, nous avons comparé les résultats du scénario *NDCs* lorsqu'on ajoutait ou non une contrainte sur les échanges internationaux de ressources biomasses, plus précisément les autorisant ou non. Comme dans la section précédente. Il en résulte que la consommation de bioénergie augmente dans tous les pays avec l'activation des échanges qui permettent alors d'avoir un potentiel de biomasse supérieur.

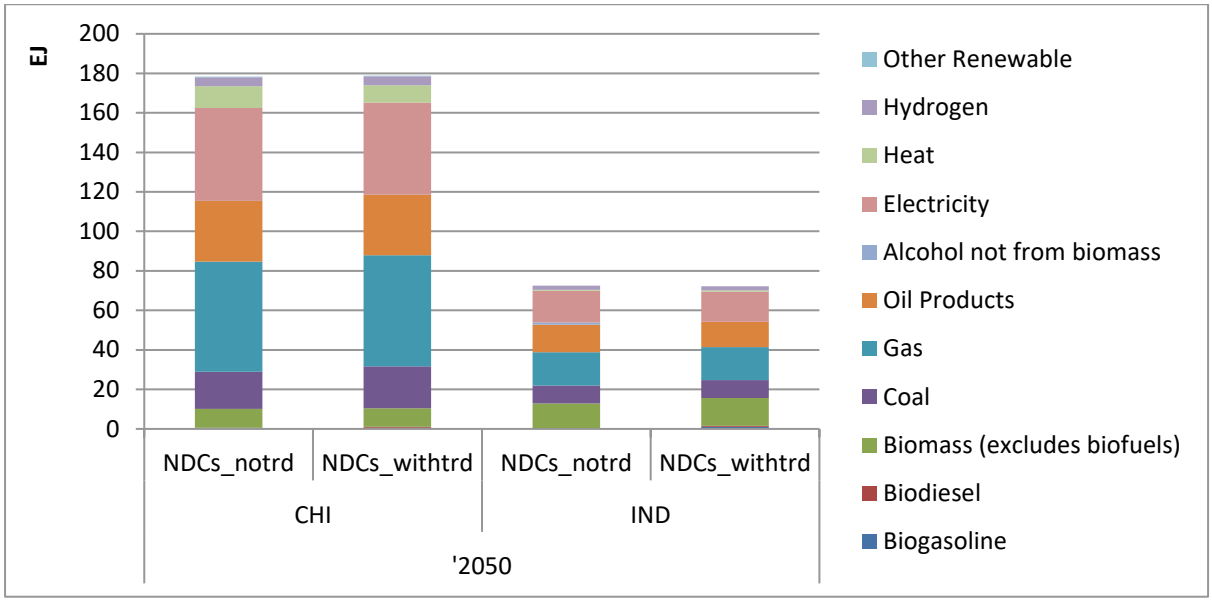


Figure 4.26. Consommation d'énergie finale avec et sans échanges de la bioénergie en 2050 (Chine et Inde)

La figure 4.26 montre la consommation d'énergie finale selon l'activation et la désactivation des échanges de bioénergie dans le cas de la Chine et de l'Inde. En Chine, la possibilité d'échanges de bioénergie, exprimée dans le scénario *NDCs_withtrd*, conduit à une augmentation de la consommation du biocarburant liquide qui passe de 534 PJ dans le scénario *NDCs_notrd*, sans échange possible, à 1031 PJ. Cette hausse est principalement issue de l'importation du biodiesel qui atteint 466 PJ en 2050. En Inde, l'ensemble de la consommation de bioénergie augmente, de 12,9 EJ à 15,7 EJ en 2050 par rapport au scénario sans échange. En comparant l'évolution des systèmes énergétiques de ces deux pays, on constate que la possibilité de faire des échanges de bioénergie entraîne un report au niveau de la sortie du charbon qui se produit également à un rythme ralenti, toujours dans un contexte de contrainte climatique.

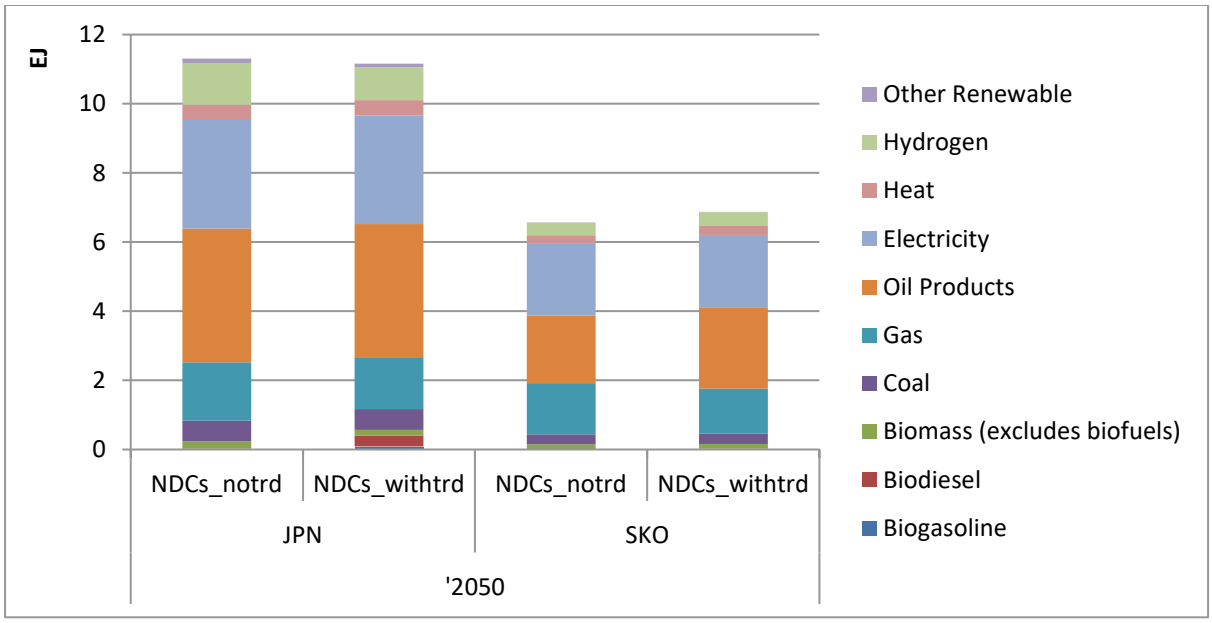


Figure 4.27. Consommation d'énergie finale avec et sans échanges de la bioénergie en 2050 (Corée et Japon)

L'activation des échanges internationaux de bioénergie influence significativement à la consommation d'énergie finale au Japon (figure 4.27). L'importation du biodiesel et du bioéthanol conduit à une augmentation de la consommation de bioénergie deux fois plus importante que dans le scénario sans échange de ressources biomasses. La Corée du Sud, qui promeut seulement la consommation du biodiesel à la différence du Japon qui favorise l'ensemble du biocarburant liquide, est le pays le moins influencé au niveau de sa consommation finale parmi les quatre pays par la possibilité d'échanger des ressources biomasses, même si on peut noter que sa consommation de biodiesel augmente de 5 PJ de la en 2050 dans ce contexte d'échanges.

Les échanges de bioénergie impactent aussi le secteur de l'électricité. Dans ce contexte d'échanges possibles, on observe en effet une augmentation de la part de la bioénergie dans le secteur d'électricité en 2050 sauf en Inde où les impacts sont davantage constatés dans d'autres secteurs. En Chine, la production d'électricité à partir de la biomasse augmente jusqu'à atteindre 65 TWh[36] en 2050 dans le scénario climatique avec échanges, *NDCs_withtrd*, contre 0,5 TWh[37] dans le scénario sans échange *NDCs_notrd*. A ce niveau, la Chine s'est alors davantage orientée vers l'option de « *co-firing* » de la biomasse avec du charbon plutôt que la combustion seule de la biomasse.

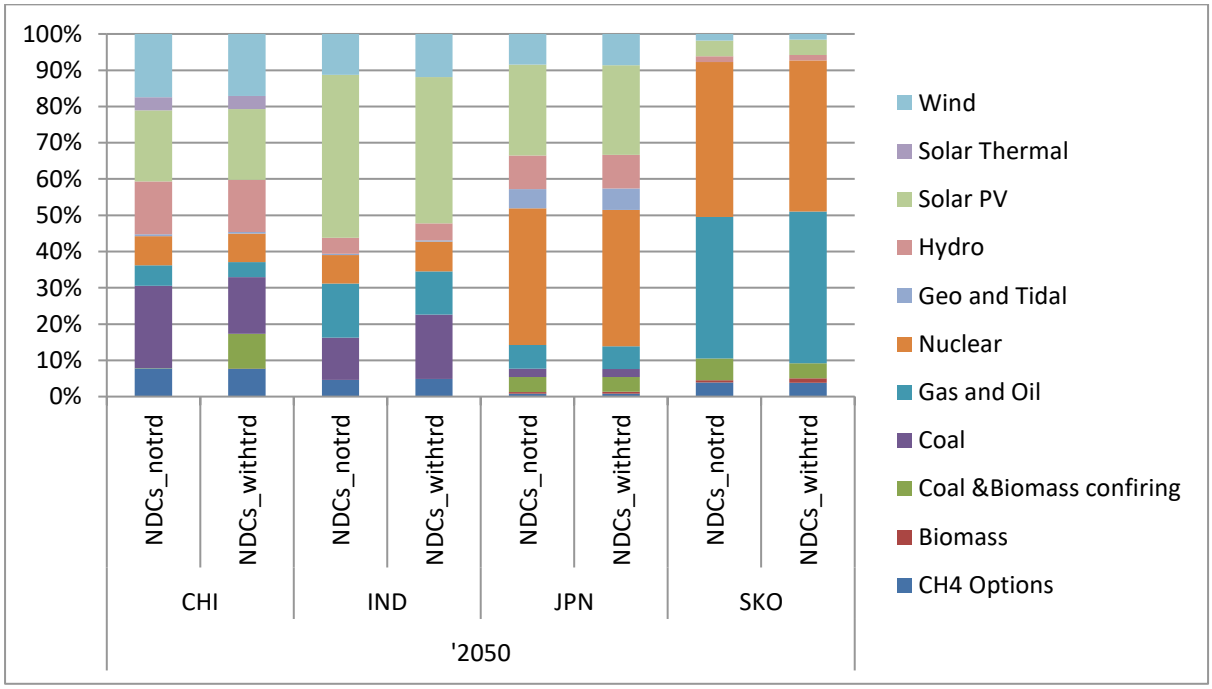


Figure 4.28. Mix électrique dans les pays asiatiques avec et sans autorisation des échanges de la bioénergie en 2050

La situation diffère au Japon et en Corée du Sud qui optent alors davantage pour des centrales biomasse (sans co-combustion charbon) dans le scénario *NDCs* avec échanges. La production d'électricité à partir de la biomasse (seule) augmente dans les deux pays, passant de 4,6 TWh à 5,7 TWh dans le cas d'échanges autorisés pour le Japon et de 3,4 TWh à 7,8 TWh pour la Corée du Sud. Dans les deux pays, l'ensemble de l'électricité produite à partir de la biomasse augmente en

[36] 1,5 TWh pour les centrales à combustion de biomasse seule, 1 273 TWh pour les centrales à co-combustion (avec une part de biomasse à hauteur de 5 %).
[37] 8,5 TWh pour les centrales à co-combustion (5 % de biomasse).

2050, passant de 6,7 TWh[38] à 7,6 TWh[39] pour le Japon et de 5,3 TWh[40] à 9,2 TWh[41] pour la Corée du Sud grâce à la mise en place des échanges de biomasse.

En termes de volume d'échanges de la bioénergie, les quatre pays étudiés se placent en position d'importateur. En Chine, l'importation des pellets atteint 2,5 EJ alors que 564 PJ de bioéthanol et 464 PJ de biodiesel sont importées en 2050. Dans la composition des produits importés de l'Inde, les bois-énergies représentent la majorité des importations à hauteur de 2,5 EJ, l'ensemble des importations de biocarburants liquides atteignant 1,6 EJ en 2050. La Corée du Sud n'importe que 18 PJ de biodiesel et 19 PJ de pellets durant la même période. Au Japon, l'importation concerne seulement le biocarburant liquide, soit 82 PJ pour le bioéthanol et 321 PJ pour le biodiesel (figure 4.29).

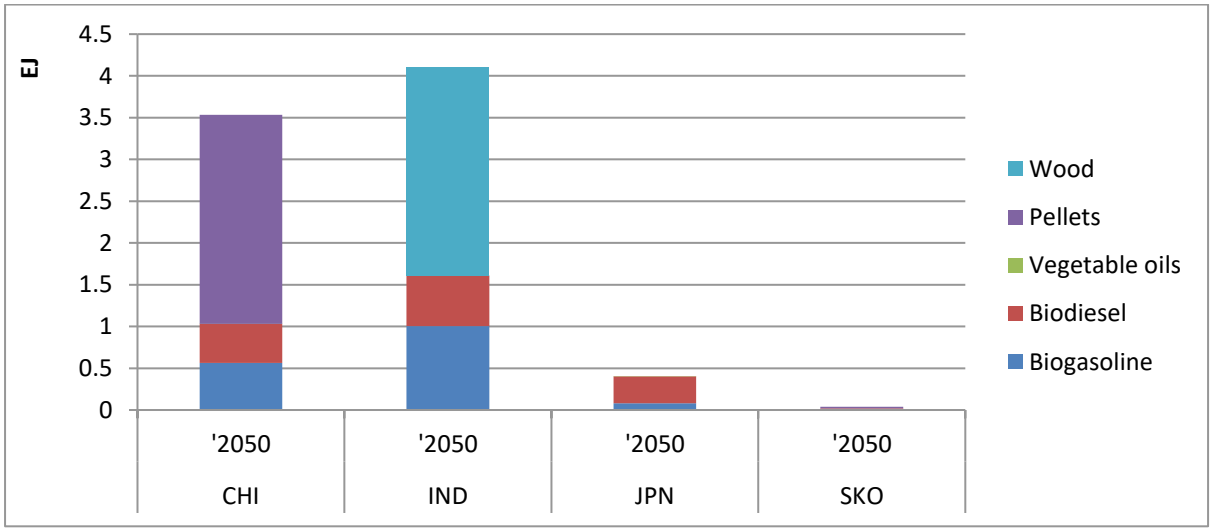


Figure 4.29. Echanges nets de la bioénergie en Chine, en Inde, au Japon et en Corée du Sud en 2050

Le positionnement d'importateur net dans les quatre pays asiatique peut être expliqué par la saturation du potentiel de la biomasse. La Figure 4.30 met en perspective le niveau d'extraction par type de biomasse et la surface disponible pour les cultures énergétiques (axe des abscisses) selon les scénarios (*NDCs_notrd* et *NDCs_withtrd*) et le potentiel disponible (en bleu). Selon ce graphique, nous pouvons constater que le potentiel de biomasse est déjà saturé en 2050 pour tous les types de biomasse dans ces pays quel que soit la contrainte climatique. En Chine cependant, la surface disponible n'est pas exploitée dans ce contexte climatique des *NDCs* (elle l'est dans le scénario RCP2.6 dans la seconde moitié du siècle).

En résumé, les échanges de bioénergie surviennent suite à la saturation du potentiel de bioénergie (sauf pour la Chine). Ce résultat met en avant que, dès le contexte de réduction des émissions de GES induit par la contrainte NDCS, la consommation de bioénergie est encouragée dans les quatre pays asiatiques.

[38] 40 TWh pour la co-combustion avec 5% de biomasse.
[39] 39 TWh pour la co-combustion avec 5% de biomasse.
[40] 37 TWh pour la co-combustion avec 5% de biomasse.
[41] 26 TWh pour la co-combustion avec 5% de biomasse.

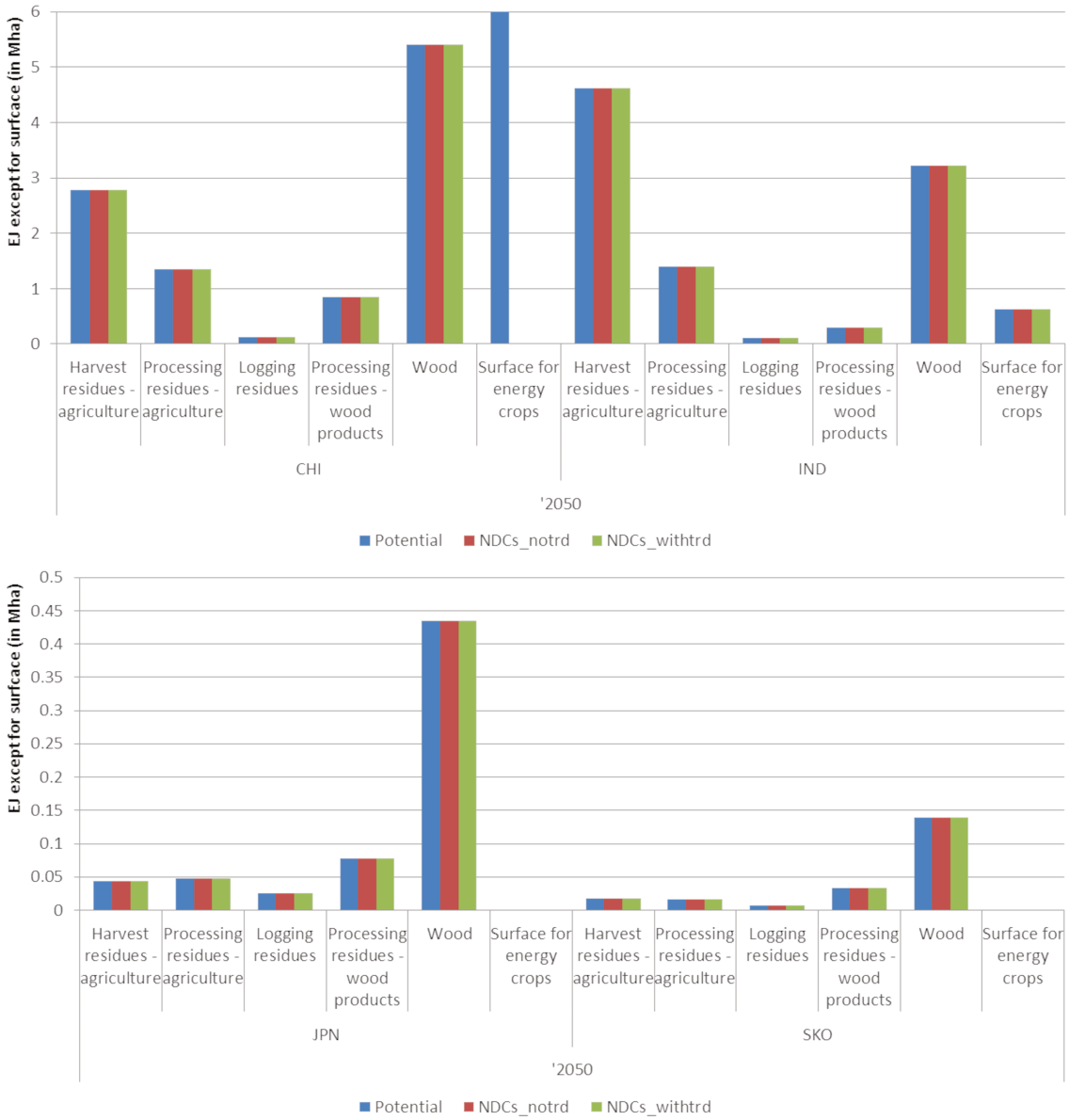


Figure 4.30. Extraction de la biomasse domestique dans les quatre pays asiatiques en 2050

4.2.2.4. L'impact du potentiel de la biomasse en Asie

Nous analysons ici l'impact du potentiel de la biomasse dans les quatre pays asiatiques en nous référant aux trois scénarios du potentiel de la biomasse présentés précédemment le scénario *LO*, le scénario *MIDLO* et le scénario *MIDHI*. Ces scénarios sont analysés dans le contexte où il n'est pas possible de réaliser des échanges de biomasse afin d'investiguer seuls les effets du potentiel de la biomasse dans ces pays.

L'impact des différentes disponibilités de biomasse dans la consommation finale est plus particulièrement observable pour l'Inde et le Japon. En Inde, la bioénergie dans la consommation finale évolue, passant de 12,6 EJ dans le scénario *LO*, à 12,9 EJ dans le scénario *MIDLO* et à 15,7 EJ

dans le scénario *MIDHI*. Cette augmentation vient principalement du biocarburant liquide qui est consommé à hauteur de 1,4 EJ de plus dans le scénario *MIDHI* que dans le scénario *LO*. Au Japon, les trois niveaux différenciés de potentiels de biomasse font varier la consommation de bioénergie de238 EJ à 271 EJ, la consommation de biodiesel étant celle qui augmente le plus, passant de 18 EJ (scénario *LO*) à 44 EJ (scénario *MIDHI*). Par contre, en Chine et en Corée du Sud, la variation de la consommation finale de bioénergie, suivant les scénarios de disponibilité en biomasse, reste à un niveau inférieur à plus ou moins 2 %.

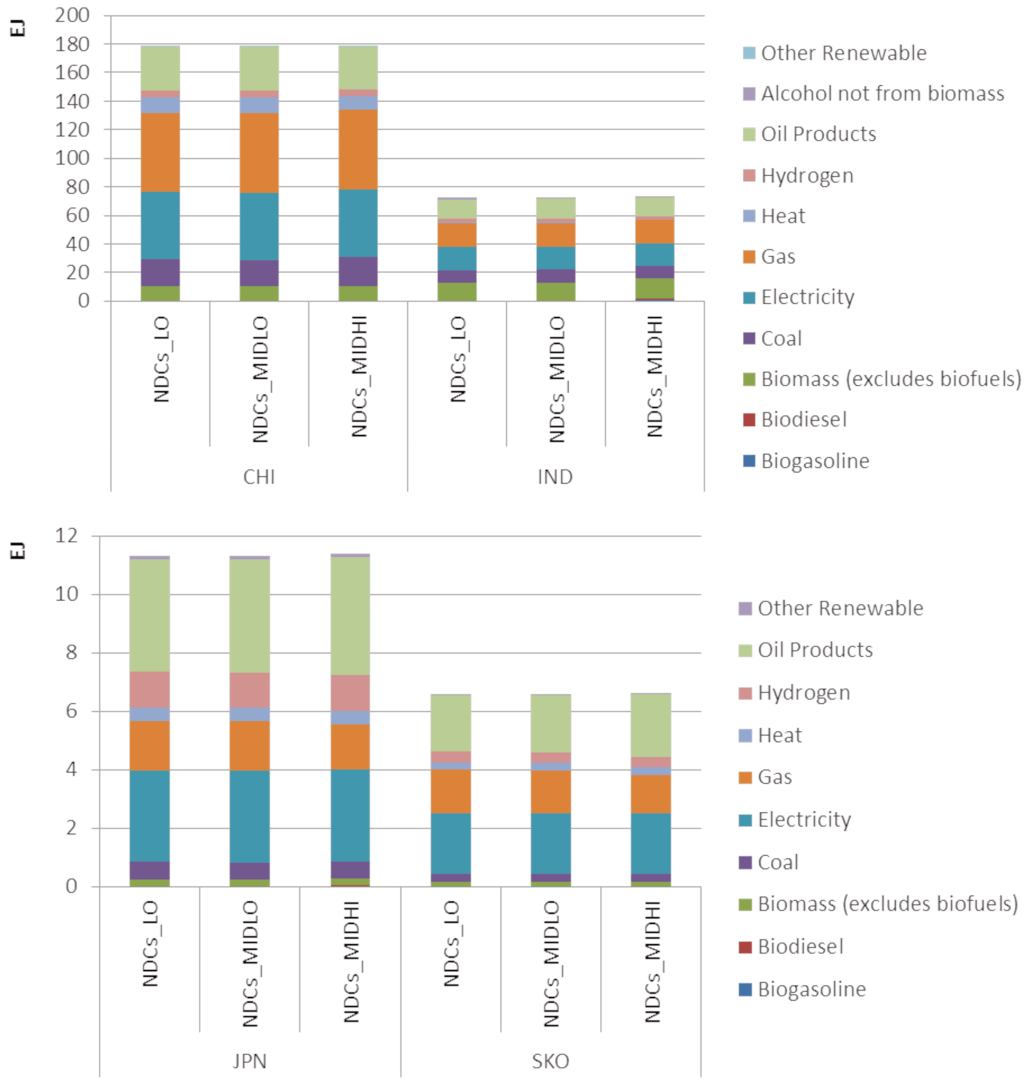


Figure 4.31. Consommation d'énergie finale selon les niveaux de potentiel de la biomasse en 2050 dans les pays asiatiques

En Chine et en Corée du Sud, le potentiel de biomasse supplémentaire exprimé dans le scénario *MIDHI* alimente essentiellement le secteur de l'électricité. En appliquant un taux d'incorporation de 5 % de biomasse dans les centrales à co-combustion, la production d'électricité à partir de la biomasse augmente de 0,4 TWh avec le scénario *LO* et jusqu'à 37 TWh avec le scénario *MIDHI* pour la Chine. La hausse observée en Corée du Sud est de 5,3 TWh à 9,5 TWh respectivement pour le scénario *LO* et le scénario *MIDHI*. Par contre, le Japon et l'Inde conservent un niveau égal de production d'électricité à partir de la biomasse quels que soient les scénarios de potentiel.

Malgré la croissance de la bioénergie dans le mix électrique observée pour la Chine et la Corée du Sud, l'ensemble des impacts de potentiels de la biomasse restent faibles dans chacun des quatre pays asiatiques étudiés.

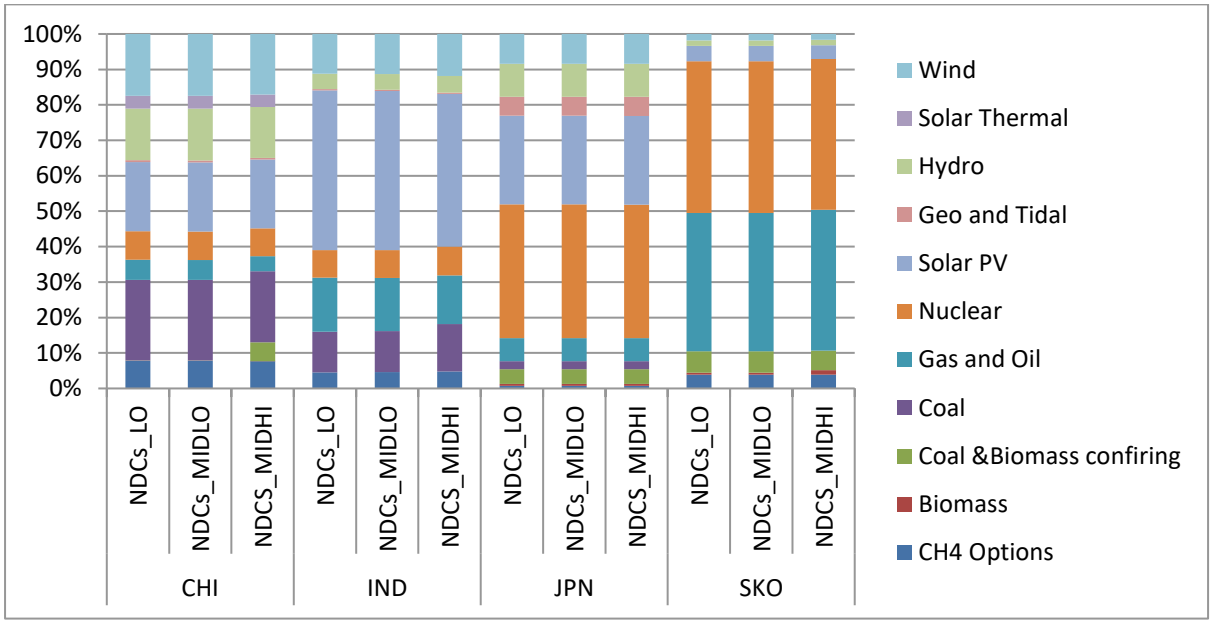


Figure 4.32. Mix électrique selon les niveaux de potentiel de la biomasse en Asie

Ainsi, ce chapitre a visé à identifier le positionnement à long terme de la bioénergie dans un contexte de lutte contre le réchauffement climatique et de transformation des systèmes énergétiques vers des systèmes sobres en carbone. Nous avons comparé différents scénarios climatiques basés, d'une part, sur l'objectif de 2°C, autrement dit de limitation de la hausse de la température globale moyenne à 2°C et exprimé à travers le scénario *RCP2.6* (concentration des émissions de GES limité à 444 ppm), et d'autre part, sur les engagements, dans l'Accord de Paris, des Etats à réduire le niveau de leurs émissions de GES et exprimés à travers le scénario *NDCs*. Cette analyse globale a été complétée d'un focus sur quatre pays asiatiques, la Chine, la Corée du Sud, l'Inde et le Japon en se concentrant sur leurs cibles de réduction d'émissions de GES et les mesures spécifiques mises en place pour accompagner notamment la décarbonation de leur système. De plus, combinés à ces scénarios climatiques représentatifs, les impacts de différents niveaux de potentiels de biomasse sur la place que peut jouer la bioénergie dans le futur système énergétique ont également été discutés, tout comme les impacts du développement des échanges internationaux de ressources biomasses sur les choix d'investissement des pays.

Ainsi, dans le monde, le changement de trajectoire des émissions de GES induit par les engagements *NDCs* conduit à anticiper les mesures d'atténuation du changement climatique vers 2030 par rapport au scénario *RCP2.6* où l'objectif est à plus long terme et où les principales transformations des systèmes énergétiques surviennent au cours de la seconde moitié du siècle. Néanmoins, les efforts ne doivent alors pas cesser pour se maintenir dans une trajectoire en accord avec l'objectif de 2°C.

Nos résultats montrent également que la bioénergie représente une option déterminante pour la réduction des émissions de GES. Avant l'année 2050, période pendant laquelle la pression à la baisse des émissions de GES est relativement plus faible qu'après 2050, la substitution du charbon par d'autres ressources fossiles apparaît suffisante. Néanmoins, sous une pression climatique plus élevée, nous avons pu identifier une substitution des ressources fossiles par des énergies renouvelables incluant la bioénergie. La bioénergie se déploie ainsi progressivement à partir de l'année 2050 jusqu'en 2100 avec d'autres énergies renouvelables.

S'agissant de la bioénergie, nous avons également observé un changement quant aux ressources biomasses utilisées, soit plus précisément une évolution de la biomasse traditionnelle vers la biomasse moderne. En 2100, dans le scénario *RCP2.6*, la consommation de bioénergie moderne occupe 78 % dans la consommation totale de la bioénergie par rapport à 37 % en 2010. Parmi les différentes technologies de conversion de la biomasse, les productions de bioélectricité et de biocarburant liquide couplées avec des technologies de CCS prennent une place importante parmi les options de décarbonation, dans un contexte de forte contrainte climatique (RCP2.6 notamment). Nous avons également pu spécifiquement identifier le rôle de la bioénergie suivant trois niveaux de potentiels de disponibilité de la biomasse à des fins énergétiques. Notamment, il ressort de nos analyses le fait que les régions du monde exploitent davantage de biomasse dans un contexte de contraintes fortes contre le changement climatique, lorsque la disponibilité des ressources biomasses est plus élevée. Dans le même esprit, les échanges internationaux de bioénergie permettent d'augmenter le potentiel de consommation de la biomasse dans le monde. Nous avons ainsi pu constater que l'activation des échanges de bioénergie induisait un effet très similairement à l'augmentation du potentiel de biomasse telle que représentée dans le scénario *MIDHI* (où le potentiel est le plus élevé).

Enfin, nous avons analysé les stratégies de décarbonation mises en place par les pays asiatiques, à travers leurs choix d'investissements face aux engagements de réduction des émissions de GES tels que représentés dans le scénario *NDCs*. Dans un premier temps, on peut noter que la Chine et la Corée du Sud réduisent davantage leurs émissions dans le scénario *NDCs* en début de période que dans le scénario *RCP2.6*. La trajectoire du Japon est très proche de celle posée par le scénario *RCP2.6* jusqu'en 2030 mais est plus ambitieuse dans le scénario *NDCs*. L'Inde pour sa part devra déployer de gros efforts afin de rejoindre au cours du temps une trajectoire de décarbonation en ligne avec ce qui est attendu pour atteindre un objectif de 2°C. Nos résultats montrent que la contrainte climatique actuellement imposée par les engagements NDCS n'est pas suffisamment élevée pour entraîner un déploiement important de la bioénergie. Néanmoins, les politiques dédiées à la promotion de la bioénergie, comme par exemple les mandats sur les taux minimum d'incorporation de biocarburant liquide et les plans sur le mix énergétique, promeuvent la consommation de bioénergie dans ces pays.

CONCLUSION

L'objectif global d'atténuation du changement climatique, qui vise à limiter la hausse de la température moyenne en dessous de 2°C d'ici 2100, nécessitera un changement important dans notre système énergétique dont les trajectoires d'évolution devront être envisagées et amorcées le plus rapidement possible. Dans ce contexte de décarbonation à venir des sociétés, le rôle de la bioénergie est de plus en plus souligné mais reste à déterminer. Ce travail de thèse propose ainsi des clés d'analyse visant à mieux comprendre les enjeux et les stratégies de développement des bioénergies dans le contexte du changement climatique et d'en mesurer le potentiel de déploiement à long terme en s'appuyant sur un modèle d'optimisation linéaire, TIAM-FR (*TIMES Integrated Assessment Model*) de la famille MarkAl/TIMES. Le premier travail de cette thèse a ainsi visé à identifier les défis généraux à relever pour le développement de la filière de la bioénergie comme d'une part, l'importance des échanges internationaux de la bioénergie qui se développent de plus en plus, et d'autre part, les compétitions d'usage des sols entre les cultures alimentaires et la production de bioénergie qui impactent fortement les potentiels de disponibilités des ressources biomasses, en passant par l'évolution des technologies de conversion de ces ressources biomasses avec la croissance de la filière de la bioénergie moderne, par exemple, pellets.

Partant de là, différents développements ont été apportés au modèle TIAM-FR. Tout d'abord, afin de pouvoir contrôler les types de matières premières à considérer et leur disponibilité à des fins énergétiques, nous avons développé la partie amont de la filière des bioénergies en intégrant notamment dans le cas des ressources agricoles, la surface disponible d'exploitation. Au lieu de donner un potentiel de l'ensemble des cultures énergétiques pour une seule commodité, nous avons détaillé les procédés de production des cultures énergétiques en tenant compte de différents paramètres, comme les rendements agricoles et les coûts de production. La biomasse solide a aussi été détaillée, en cinq commodités : les résidus agricoles à la récolte, les résidus agricoles de transformation, les résidus forestiers à la récolte, les résidus forestiers de transformation ainsi que le bois. Les échanges de bioénergie ont été configurés pour la première fois dans le modèle TIAM à la fois pour les matières premières, les matières secondaires et la bioénergie finale. En outre, les procédés de conversion ont été mis à jour pour tous les types de bioénergie, soit plus précisément pour la biomasse solide (pellets), les biocarburants liquides (en détaillant notamment la deuxième génération, le Biomass to Liquid (BTL) et les procédés Fischer-Tropsch (FT)), le biogaz (la digestion anaérobique et la 2ème génération de biogaz), la bioélectricité (co-combustion, pellets et autres).

En cohérence avec la nouvelle configuration du modèle développée dans cette thèse et afin de pouvoir identifier le futur déploiement de la bioénergie, l'estimation du potentiel de biomasse a été réalisée. Selon nos résultats, le monde pourrait disposer d'un potentiel de surface exploitable à des fins énergétiques compris entre 0,47 Mm^2 et 20 Mm^2 suivant différentes hypothèses comme le système d'élevage, le taux de conversion du pâturage et des autres surfaces boisées, l'évolution des rendements agricoles, etc.. La disponibilité de la surface est sensible à l'hypothèse sur le progrès technique dans le secteur agricole. Nous avons identifié qu'un progrès technique élevé permettait d'accroître la disponibilité de la surface de 2,4 Mm^2 par rapport à un niveau moyen de progrès technique. Selon le scénario de base choisi dans cette thèse, le scénario *MID-LO*, le monde pourrait disposer en 2050 de 7,4 Mm^2 de surface disponible et de 6,9 Mm2 en 2100. Au niveau régional, l'Afrique offre la plus grande disponibilité de surface, soit 21 % (1,4 Mm2) de la surface disponible

mondiale, suivie par la Chine, l'ex-Union soviétique, les Etats-Unis et l'Océanie. Le potentiel d'exploitation mondial de la biomasse solide, des résidus agricoles et forestiers et du le bois, pourrait atteindre le niveau maximum de 110 EJ en 2100. Parmi les 15 régions de notre modèle, les Etats-Unis, l'Amérique Latine et l'Afrique disposeraient alors du plus grand potentiel de biomasse solide avec chacun environ 15 EJ (soit 14 % du potentiel global) en 2100.

Enfin, nous avons analysé la place que pourrait prendre la bioénergie dans le système énergétique en mutation dans un contexte de transition vers des sociétés sobre en carbone afin de réduire les émissions de GES et donc de lutter contre le réchauffement climatique. Dans le scénario BAU, *Business As Usual*, où le monde dépendra encore fortement des énergies fossiles jusqu'en 2100, à hauteur de 67 % pour ce qui a trait à la consommation totale d'énergie primaire, la part de la biénergie primaire dans la consommation totale d'énergie primaire évolue très peu, passant de 11,9 % en 2010 à 12,7 % en 2100. Pour autant, une hausse de la consommation est à noter dans la mesure où elle passerait de 59 EJ en 2010 à 159 EJ en 2100. Un enjeu de développement touchant à la bioénergie concerne la transition de la bioénergie traditionnelle vers la bioénergie moderne, qui s'opère même sans contrainte climatique. En effet, la consommation de bioénergie moderne montre une certaine évolution, atteignant 126 EJ en 2100 par rapport à 25 EJ en 2010 alors que la consommation de bioénergie traditionnelle reste au même niveau, soit 34 EJ en 2010 et 33 EJ en 2100.

Les résultats des différents scénarios de contraintes climatiques montrent pour leur part des impacts significatifs en ce qui concerne l'évolution de la bioénergie. Tout d'abord, l'extraction mondiale de biomasse primaire augmente jusqu'à atteindre 286 EJ dans le scénario climatique représentant l'objectif de 2°C (le scénario *RCP2.6*), par rapport à 159 EJ dans le scénario BAU. Associée à l'augmentation de la bioénergie primaire, la consommation de la bioénergie suit deux étapes de transition technologique. Premièrement, la transition ver la bioénergie moderne s'intensifie significativement avec la contrainte climatique. La consommation de bioénergie moderne augmente, atteignant ainsi 244 EJ par rapport à 126 EJ dans le scénario BAU. La deuxième transition concerne les technologies de capture et séquestration du carbone (CCS). En 2100, 90 % de la production du biocarburant liquide dans le scénario *RCP2.6* provient de procédés couplés avec de la CCS. Il en est de même pour la bioélectricité, la plupart des centrales à biomasse étant couplées avec de la CCS pour réduire les émissions de GES (et bénéficier d'émissions négatives).

Ainsi, force est de constater que la bioénergie apparaît comme une option de décarbonation efficace dans une trajectoire de 2°C. Nous avons testé la saturation du potentiel de biomasse par le biais de trois scénarios de contrainte sur les niveaux de potentiel. Il en résulte qu'avec une pression climatique suffisamment élevée, par exemple en 2100 dans le scénario *RCP2,6*, la demande de bioénergie mondiale exploite tout le potentiel de biomasse pour tous les niveaux de potentiel étudiés.

Etant donné la contribution des pays asiatiques à l'objectif de 2°C, nous avons mené une analyse spécifique sur les quatre grands émetteurs de GES d'Asie qui sont la Chine, la Corée du Sud, l'Inde et le Japon. Selon les engagements récents pris dans le cadre de l'Accord de Paris et des contributions déterminées au niveau national, les NDCs, la Chine, la Corée du Sud et le Japon, s'ils respectaient ces engagements, se situeraient d'ores et déjà dans une trajectoire globale en ligne avec l'objectif de 2°C. L'Inde se serait par contre engagée sur des objectifs insuffisamment ambitieux par rapport à cet

objectif global. Concernant la Chine, sur qui repose le niveau le plus élevé de réduction d'émissions de GES attendue dans le cadre d'un objectif de 2°C, les options de décarbonation à privilégier au vu des cibles d'émissions à atteindre seraient les technologies de CCS, la production de biocarburant et un grand développement des énergies renouvelables. Pour la population indienne, la bioénergie occuperait toujours une place importante dans les ménages. Par contre, le Japon et la Corée du Sud orienteraient l'utilisation de la bioénergie à la production d'électricité et de biocarburant liquide. Selon notre analyse, la pression climatique évaluée dans notre scénario *RCP2.6* jusqu'à l'année 2050 ne suffit pas à accélérer le déploiement de la bioénergie. Néanmoins, les quatre pays auront besoin de la développer dans la seconde moitié du siècle pour rejoindre l'objectif global d'atténuation du changement climatique.

Ainsi, la bioénergie apparaît comme une option efficace et rentable dans les stratégies d'atténuation du changement climatique. Néanmoins, le monde devra alors réaliser de grands investissements dans les technologies de conversion et de consommation de la bioénergie. En premier lieu, les technologies de conversion en bioénergie moderne doivent être rapidement développées en cohérence avec la première transition de la bioénergie traditionnelle vers la bioénergie moderne. Il semble urgent de développer la deuxième génération de biocarburant pour répondre à l'enjeu de réduction des émissions de GES car son déploiement apparaît essentiel dans la trajectoire technologique identifiée dans cette thèse. A moyen terme, un développement avancé des technologies de CCS associées à la biomasse est requis à la fois pour la production d'électricité et la production de biocarburant.

D'après nos résultats, la disponibilité limitée de la biomasse provoque une transformation plus forte du système énergétique que dans les cas où la disponibilité en biomasse est supérieure. Plus spécifiquement, les ressources en biomasse limitées conduisent à une décarbonation « anticipée » (par rapport à un contexte où les ressources en bioénergie sont moins limitées), les ressources émettrices de GES étant ainsi supprimées plus tôt. Un déploiement rapide des énergies renouvelables survient également dans ce contexte. Par rapport aux autres secteurs, le secteur électrique est le plus touché par la limite de la biomasse, nos résultats montrent en effet une sortie complète du charbon en 2080 avec le scénario le plus contraignant LO par rapport à une production d'électricité à partir du charbon de 5 TWh avec le scénario MIDLO et de 21 TWh avec le scénario MIDHI en 2080. De plus, on observe que la disponibilité de ressources en biomasse supplémentaires permet de déployer davantage de production d'électricité par la BECCS conduisant alors à relentir le déploiement des énergies renouvelables.

Enfin, un déploiement supplémentaire de la bioénergie est rendu possible avec le développement des échanges internationaux, ce que nous avons testé par le biais d'une nouvelle analyse des scénarios climatiques dans un contexte d'échanges possibles de ressources biomasses entre les régions du modèle. L'accroissement de la taille du « marché » de la bioénergie, passant de 0,9 EJ en 2010 à 44 EJ en 2100 permet d'approvisionner 37 EJ de la biomasse supplémentaires dans le monde. Ainsi, le développement des échanges de bioénergie pourrait être amené à jouer un rôle important dans les objectifs de décarbonation des sociétés, en optimisant la consommation de bioénergie et en accroissant le potentiel de biomasse dans certaines régions.

Les compléments apportés au modèle afin de raffiner la représentation des bioénergies nous permettent de mieux appréhender les potentiels de développement de la filière à long terme et la place de la biomasse dans les enjeux de décarbonation des systèmes énergétiques. Face aux défis que nous avons dû relever dans cette implémentation et eu égard aux choix que nous avons opérés et aux hypothèses que avons dû poser, nous proposons ici quelques pistes de recherche futures qui permettraient d'améliorer les analyses du positionnement de la bioénergie dans le système énergétique mondial.

Le premier axe d'amélioration concerne les échanges internationaux au niveau de la diversification des moyens de transport. Les échanges internationaux de bioénergie sont principalement basés sur les transports maritimes sauf dans certaines régions où les moyens de transport sont plus diversifiés, comme par exemple, entre le Canada et les Etats-Unis, l'Europe de l'Ouest et l'Europe de l'Est. Au vu du développement rapide des échanges internationaux de bioénergie et de son rôle dans le déploiement de la bioénergie que nous avons identifié, il pourrait être intéressant d'approfondir les moyens d'échanges de la bioénergie. Le développement des échanges nécessiterait dans un premier temps d'étudier les possibilités d'itinéraires et de connectivités entre les régions par moyen de transport, transport routier, transport ferroviaire, etc.. On notera qu'une connectivité particulière pour le chemin du fer devra être posée en raison des spécificités selon les régions Pour aller plus loin, nous pourrions aussi considérer le transport multimodal, par exemple, transport routière-ferroviaire, transport routière-maritime, transport routière-ferroviaire-maritime. Cela permettra ainsi d'approcher plus finement à la réalité des échanges de la bioénergie.

Le deuxième axe d'amélioration concerne un sujet non abordé dans cette thèse, à savoir la troisième génération de biocarburant liquide. Afin d'intégrer la troisième génération du biocarburant dans cette thèse, il aurait fallu estimer le potentiel de la biomasse aquatique (autrement dit la biomasse provenant de milieux aquatiques, comme les algues et les déchets de poissons) de façon précise et homogène au niveau régional. Les données sur le potentiel de la biomasse aquatique sont cependant rarement disponibles actuellement. Le rapport de l'IIASA (Rogner et al., 2012) a identifié son potentiel à un niveau de 6 000 EJ/an à l'échelle globale et 235 EJ/an en excluant la production des algues dans la mer ouverte qui est la plus compliquée à produire. La grande quantité de cette offre supplémentaire par ce nouveau type de biomasse pourra réduire le stress d'exploitation de la biomasse terrestre. La troisième génération de biocarburant est cependant encore en phase de développement et la technologie reste incertaine notamment concernant sa période de commercialisation. Néanmoins, une étude approfondie sur la biomasse aquatique pourrait être intéressante pour la prospective à très long terme.

Troisièmement, la question des équipements finaux de la consommation de bioénergie n'a pas été développée, en particulier, les équipements finaux qui seront compatibles avec les bioénergies émergentes (biocarburant liquide, pellets). Présentant un meilleur rendement énergétique, ils pourraient être un facteur favorisant la promotion et le déploiement de la bioénergie.

Le quatrième point repose sur les relations eau-énergie. Selon le WEO 2016 (World Energy Outllook) de l'AIE (IEA, 2016a), le secteur énergétique contribue à 10 % des prélèvements d'eau et à 3 % de la consommation totale de l'eau. Dans les prochains 25 ans, les prélèvements d'eau devraient croître d'environ 10 % par rapport au niveau 2014 alors que la consommation augmenterait de plus de 20 % durant la même période. L'empreinte en eau des différentes technologies de l'énergie pourrait donc

être en enjeu important dans le futur. Le secteur énergétique identifie la problématique de l'eau comme un des six éléments clefs du futur système énergétique et il deviendrait un critère majeur pour évaluer la faisabilité physique, économique et environnementale des projets énergétiques. Dans la modélisation prospective du système énergétique, le nexus eau-énergie représente un sujet essentiel et l'outil de la modélisation prospective nécessite cette considération (Bazilian et al., 2011 ; Bouckaert et al., 2014 ; Dubreuil et al., 2013 ; Howells et al., 2013). En prenant en compte l'importance de cette problématique, j'ai participé au projet de l'ETSAP-AIE concernant la mise à jour de la base de données des besoins en eau des centrales électriques en matière de refroidissement, les prélèvements et les consommations d'eau du secteur électrique ayant déjà préalablement été implémentés dans le modèle TIAM-FR (Bouckaert et al., 2014 ; Dubreuil et al., 2013). Un axe d'approfondissement de cette question de l'eau, associée à la problématique de la biomasse notamment serait l'intégration des besoins en eau dans la phase d'extraction d'énergie primaire. En effet, parmi les différentes phases de la chaîne de la bioénergie, la phase d'extraction, notamment pour la production des cultures énergétiques, est la phase la plus consommatrice en eau. Selon le rapport de l'UNESCEO-IHE (Mekonnen et Hoekstra, 2010), l'empreinte hydrique des produits agricoles est dix fois plus élevée que celle des produits industriels. Cette empreinte hydrique par produit agricole est par ailleurs susceptible de varier entre les pays en raison du climat, de l'irrigation, de la pratique des engrais et du rendement agricole. Afin de compléter l'étude sur le nexus eau-énergie notamment du point du vue de la bioénergie, le développement du secteur agricole serait un apport intéressant.

Le cinquième axe d'amélioration concerne la représentation du secteur agricole. Dans cette thèse, l'évaluation de la disponibilité de la surface est basée sur une approche d'optimisation de l'usage du sol, d'un point de vue technique. Les coûts de production des cultures énergétiques sont estimés par une fonction de production CES (*constant elasticity of substitution*) pour la régionalisation et la variation en termes de productivités, des coûts de travail et de capital. Ils pourraient cependant être sensibles au taux de substitution malgré une large application dans les études scientifiques. Le développement du secteur agricole jusqu'au niveau des procédés pourrait apporter des précisions dans l'estimation de coût de production agricole. Les coûts de production agricole sont composés de plusieurs éléments : les coûts des matériaux (engrais), les coûts des équipements (les coûts d'investissement, les coûts d'opération incluant la consommation d'énergie nécessaire), les coûts de travail, les coûts de terres et les transports locaux. Notamment, la désagrégation du secteur agricole nous permettra de détailler les composants des coûts et répondre au choix technologique. Ainsi, le fait de donner des choix des pratiques agricoles, par exemple, le choix des technologies d'irrigation, les équipements utilisés pour la production, nous permettra d'estimer la demande d'énergie, la demande de travail, les coûts d'investissement et d'O&M ainsi que la demande de matériaux de manière endogène. De plus, il pourrait également avoir un lien avec l'évolution des rendements agricoles en fonction du choix des pratiques de la production agricole sous l'approche de l'optimisation employé dans le modèle TIAM-FR.

Un dernier axe d'amélioration est la prise en compte des émissions de GES liées au changement d'usage du sol. Nous avons déjà identifié que le monde devra exploiter une importante surface supplémentaire pour répondre à la demande de bioénergie dans le contexte du changement climatique. Le changement d'usage du sol direct a un impact sur le stockage du carbone et la déforestation des surfaces boisées pour la production des cultures énergétiques diminue la quantité de carbone stockée (Cherubini et al., 2009 ; Cherubini et Strømman, 2011 ; Miyake et al., 2012).

L'exploitation de la surface pour la bioénergie peut amener un changement d'usage du sol indirect qui se traduit en conversion du sol non-agricole pour maintenir un niveau suffisant de production alimentaire résultant de la production des cultures énergétiques précédemment exploitées pour la production alimentaire. Récemment, l'Union Européenne a proposé et mis en accord à comptabiliser les impacts du changement de l'usage du sol indirect dans la réglementation sur la production de biocarburant liquide (European Commission, 2012). Par contre, les effets provenant du changement de l'usage de sol direct et indirect sont liés non seulement à la bioénergie mais aussi à d'autres énergies. Par exemple, l'installation du panneau solaire (non toiture) nécessite également une large occupation du sol pour son déploiement dans le cas où les installations dans le sol nutritif ne sont pas spécifiquement évitables. Et ce fait pourrait créer un frein au grand déploiement des énergies renouvelables au regard de l'usage du sol. Une analyse plus fine à ce niveau pourrait être ainsi intéressante.

BIBLIOGRAPHIE

Aatola H., Larmi M., Sarjovaara T., Mikkonen S. « Hydrotreated Vegetable Oil (HVO) as a Renewable Diesel Fuel: Trade-off between NOx, Particulate Emission, and Fuel Consumption of a Heavy Duty Engine. SAE Technical Paper 2008-01-2500 ». *SAE Technical Papers* [En ligne]. 2008. n°724, p. 12. Disponible sur : < https://doi.org/10.4271/2008-01-2500 >

Afreen N., Haque M. « Cost benefit analysis of cassava production in Sherpur district of Bangladesh ». *Journal of the Bangladesh Agricultural University* [En ligne]. 31 décembre 2014. Vol. 12, n°1,. Disponible sur : < https://doi.org/10.3329/jbau.v12i1.21401 >

Ahrenfeldt J., Thomsen T. P., Henriksen U., Clausen L. R. « Biomass gasification cogeneration - A review of state of the art technology and near future perspectives ». *Applied Thermal Engineering* [En ligne]. 2013. Vol. 50, n°2, p. 1407‑1417. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2011.12.040 >

Ail S. S., Dasappa S. « Biomass to liquid transportation fuel via Fischer Tropsch synthesis - Technology review and current scenario ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [En ligne]. 2016. Vol. 58, p. 267‑286. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.143 >

Alexandratos N. and J. B. « World agriculture towards 2030/2050: the 2012 revision ». *ESA Working paper* [En ligne]. 2012. Vol. 12, n°3,. Disponible sur : < https://doi.org/http://www.fao.org/docrep/016/ap106e/ap106e.pdf >

Ali J., Semwal A. « Renewable energy in India: Historical developments and prospects ». *International Journal of Applied Engineering Research* [En ligne]. 2014. Vol. 9, n°8, p. 1169‑1183. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.energy.2008.10.017 >

Ali M. B. « Characteristics and production costs of US sugarbeet farms ». *USDA (United States Department of Agriculture)* [En ligne]. 2004. n°Statistical Bulletin Number 974-8, p. 1‑37. Disponible sur : < http://www.ers.usda.gov/media/943070/sb974-8.pdf >

Alvarez-Cuadrado F., Ngo L., Poschke M. « Capital Labor Substitution, Structural Change, and growth ». *CIRANO - Scientific Publications 2011s-68* [En ligne]. 2011. p. 1‑53. Disponible sur : < http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1954652 >

Andrikopoulos A. A., Brox J. A. « Cost Structure, Interfactor Substitution and Complementarity, and Efficiency in the Canadian Agricultural Sector ». *Canadian Journal of Agricultural Economics/Revue canadienne d'agroeconomie* [En ligne]. 1992. Vol. 40, n°2, p. 253‑269. Disponible sur : < https://doi.org/10.1111/j.1744-7976.1992.tb03693.x >

Ankasala Samba Siva Rao. « Input Use and Cost of Cultivation of Sugarcane – A Study in Telangana Region of Andhra Pradesh ». *IOSR Journal Of Economics And Finance (IOSR-JEF)* [En ligne]. 2014. Vol. 5, n°5, p. 67‑74. Disponible sur : < http://www.iosrjournals.org/iosr-jef/papers/Vol5-Issue5/J0556774.pdf >

Arrow K. J., Chenery H. B., Minhas B. S., Solow R. M. « Capital-Labor Substitution and Economic Efficiency ». *The Review of Economics and Statistics* [En ligne]. août 1961. Vol. 43, n°3, p. 225. Disponible sur : < https://doi.org/10.2307/1927286 >

Asikainen A., Asikainen A., Liiri H., Liiri H., Peltola S., Peltola S., Karjalainen T., Karjalainen T., Laitila J., Laitila J., Institute F. F. R., Institute F. F. R. *Forest Energy Potential in Europe (EU27)* [En ligne]. [s.l.] : [s.n.], 2008. 33 p.(Working Papers of the Finnish Forest Research Institute). Disponible sur : <

http://www.metla.fi/julkaisut/workingpapers/2008/mwp069.htm >ISBN : 9789514020803.

Assoumou E. *Modélisation MARKAL pour la planification énergétique long terme dans le contexte français*. [s.l.] : Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2006.

Bahadori A., Zahedi G., Zendehboudi S., Jamili A. « Estimation of the effect of biomass moisture content on the direct combustion of sugarcane bagasse in boilers ». *International Journal of Sustainable Energy* [En ligne]. 2014. Vol. 33, n°2, p. 349‑356. Disponible sur : < https://doi.org/10.1080/14786451.2012.748766 >

Bain R. L. « World Biofuels Assessment; Worldwide Biomass Potential: Technology Characterizations (Milestone Report) ». *Osti.Gov* [En ligne]. 2007. n°December,. Disponible sur : < http://www.osti.gov/bridge/product.biblio.jsp?query_id=0&page=0&osti_id=921804%5Cnpapers:// a0cac570-6072-44e1-9d44-cdd15f758707/Paper/p503 >

Bambawale M. J., Sovacool B. K. « India's energy security: A sample of business, government, civil society, and university perspectives ». *Energy Policy* [En ligne]. 2011. Vol. 39, n°3, p. 1254‑1264. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.11.053 >

Bansal M., Saini R. P., Khatod D. K. « Development of cooking sector in rural areas in India - A review ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [En ligne]. 2013. Vol. 17, p. 44‑53. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.09.014 >

Barré B., Mérenne-Schoumaker B. *Atlas des énergies mondiales. Un monde en transition*. 4e édition.[s.l.] : [s.n.], 2017. 96 p.

Basu P., Butler J., Leon M. A. « Biomass co-firing options on the emission reduction and electricity generation costs in coal-fired power plants ». *Renewable Energy* [En ligne]. 2011. Vol. 36, n°1, p. 282‑288. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.06.039 >

Batidzirai B., Mignot a. P. R., Schakel W. B., Junginger H. M., Faaij a. P. C. « Biomass torrefaction technology: Techno-economic status and future prospects ». *Energy* [En ligne]. 2013. Vol. 62, p. 196‑214. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.09.035 >

Bauen A., Berndes G., Junginger M., Vuille F., Londo M. « Bioenergy – a Sustainable and Reliable Energy Source ». *IEA Bioenergy* [En ligne]. 2009. p. 1‑108. Disponible sur : < http://www.globalbioenergy.org/uploads/media/0912_IEA_Bioenergy_-_MAIN_REPORT_-_Bioenergy_-_a_sustainable_and_reliable_energy_source._A_review_of_status_and_prospects.pdf >

Bazilian M., Rogner H., Howells M., Hermann S., Arent D., Gielen D., Steduto P., Mueller A., Komor P., Tol R. S. J., Yumkella K. K. « Considering the energy, water and food nexus: Towards an integrated modelling approach ». *Energy Policy* [En ligne]. 2011. Vol. 39, n°12, p. 7896‑7906. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.09.039 >

Beeck N. Van. « Classification of Energy Models ». *Tilburg University & Eindhoven University of Technology*. 1999. n°May, p. 25.

Bergman P. C. a., Kiel J. H. a. « Torrefaction for biomass upgrading ». *Proc. 14th European Biomass Conference, Paris, France* [En ligne]. 2005. n°October, p. 17–21. Disponible sur : < http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Torrefaction+for+biomass+upgrading#0 >

Bergman P. C. a., Veringa H. J. « Combined torrefaction and pelletisation ». *Analysis* [En ligne]. 2005. n°July, p. 29. Disponible sur : < https://doi.org/ECN-C--05-073 >

Biotechnology Office U.S. Department of Energy. « Fast Pyrolysis and Hydroprocessing, DOE/EE - 0808 ». 2012. n°November 2012, p. 2017.

Blesl M., Kober T., Bruchof D., Kuder R. « Effects of climate and energy policy related measures and targets on the future structure of the European energy system in 2020 and beyond ». *Energy Policy* [En ligne]. 2010. Vol. 38, n°10, p. 6278‑6292. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.06.018 >

Boerrigter H., Calis H. P. « Green Diesel from Biomass via Fischer-Tropsch synthesis: New Insights in Gas Cleaning and Process Design ». In : *Pyrolysis and Gasification of Biomass and Waste, Expert Meeting*. Strasbourg, France : [s.n.], 2002. p. 1‑13.

Bouckaert S. *Contribution des Smart Grids à la transition énergétique : évaluation dans des scénarios long terme*. [s.l.] : Ecole Nationale Sup´erieure des Mines de Paris, 2013.

Bouckaert S., Assoumou E., Selosse S., Maïzi N. « A prospective analysis of waste heat management at power plants and water conservation issues using a global TIMES model ». *Energy* [En ligne]. 2014. Vol. 68, p. 80‑91. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.008 >

Bouckaert S., Mazauric V., Maïzi N. « Expanding renewable energy by implementing demand response ». *Energy Procedia* [En ligne]. 2014. Vol. 61, p. 1844‑1847. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.12.226 >

Bouwman a. F., Van Der Hoek K. W., Eickhout B., Soenario I. « Exploring changes in world ruminant production systems ». *Agricultural Systems* [En ligne]. 2005. Vol. 84, p. 121‑153. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.agsy.2004.05.006 >

BP. *BP Statistical Review of World Energy*. [s.l.] : [s.n.], 2015.

Van Den Broek R., Van Wijk A., Turkenburg W. « Electricity from energy crops in different settings - A country comparison between Nicaragua, Ireland and the Netherlands ». *Biomass and Bioenergy* [En ligne]. 2002. Vol. 22, n°2, p. 79‑98. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/S0961-9534(01)00063-0 >

Bull G., Mabee W., Scharpenberg R. *Global fibre supply model*. [s.l.] : Food & Agriculture Org., 1998. ISBN : 9251042497.

Bullinger C., Ness M., Dakota N., Sarunac N., Levy E. K. « Coal Drying Improves Performance and Reduces Emissions ». In : *International technical Conference on Coal Utilization & Fuel Systems*. [s.l.] : [s.n.], 2002.

Buongiorno J., Zhu S., Raunikar R., Prestemon J. « Outlook to 2060 for World Forests and Forest Industries: A Technical Document Supporting the Forest Service 2010 RPA Assessment ». *U.S. Department of Agriculture Forest Service, Southern Research Station*. 2012. p. 88.

Campbell K. « A feasibility study guide for an agricultural biomass pellet company ». *Agricultural Utilization Research Institute, USA* [En ligne]. 2007. n°November,. Disponible sur : < http://www.auri.org/wp-content/assets/legacy/research/FINAL FEASIBILITY STUDY GUIDE 11-26-07.pdf >

Carriquiry M., Dumortier J. R. F., Elobeid A. E., Fabiosa J. F., Hayes D. J., Kovarik K., Mulik K., Rosas J. F. « FAPRI-ISU 2011 World Agricultural Outlook ». 2011.

CCNUCC. « Convention Cadre des Nations Unies pour les changements Climatiques ». [s.l.] : [s.n.], 1992. Disponible sur : <

https://unfccc.int/resource/ccsites/haiti/ccweb/conven/text/textcomplet.html > (consulté le 12 novembre 2017)

CCOF. « (California Certified Organic Farmers), Average dry matter percentages for different livestock feeds. » 2013. Disponible sur : < www.ccof.org/pasturerule.php >

Chacón F. A. T., Bongaerts J. C., Ragwitz M. « Techno-Economic Assessment of Biofuel Production in the European Union ». *Energy Policy and Energy Systems Department* [En ligne]. 2004. Vol. MSc., p. 117. Disponible sur : < http://isi.fraunhofer.de/isi-media/docs/isi-publ/2004/isi04a09/Biofuel.pdf >

Chen H., Xu M., Guo Q., Yang L., Ma Y. « A review on present situation and development of biofuels in China ». *Journal of the Energy Institute* [En ligne]. 2015. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.joei.2015.01.022 >

Cherubini F., Bird N. D., Cowie A., Jungmeier G., Schlamadinger B., Woess-Gallasch S. « Energy- and greenhouse gas-based LCA of biofuel and bioenergy systems: Key issues, ranges and recommendations ». *Resources, Conservation and Recycling* [En ligne]. 2009. Vol. 53, p. 434‑447. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2009.03.013 >

Cherubini F., Strømman A. H. « Life cycle assessment of bioenergy systems: State of the art and future challenges ». *Bioresource Technology* [En ligne]. 2011. Vol. 102, n°2, p. 437‑451. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.biortech.2010.08.010 >

Chiang A. C. *Fundamental Methods of Mathematical Economics* [En ligne]. [s.l.] : [s.n.], 2005. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/0164-0704(84)90011-9 >ISBN : 0070108137.

China. « Intended Nationally Determined Contribution (INDC) - China ». *Unfccc*. 2015.

Chum H., Faaij A., Moreira J., Berndes G., Dhamija P., Dong H., Gabrielle B., Eng a G., Cerutti O. M., Mcintyre T., Minowa T., Pingoud K., Seyboth K., Matschoss P., Kadner S., Zwickel T., Eickemeier P., Hansen G., Kingdom U. « Chapter 2. Bioenergy ». In : *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. [s.l.] : [s.n.], 2011. p. 209‑332.ISBN : 9781107607101.

Clarke L. E., Jiang K., Akimoto K., Babiker M., Blanford G., Fisher-Vanden K., Hourcade J.-C., Krey V., Kriegler E., Löschel A., McCollum D., Paltsev S., Rose S., Shukla P. R., Tavoni M., Van der Zwaan B. C. C., Van Vuuren D. P. « Assessing transformation pathways ». *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [En ligne]. 2014. p. 413‑510. Disponible sur : < http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Assessing+Transformation+Pathways#4 >

Climate Action Tracker. « Effect of current pledges and policies on global temperature ». [s.l.] : [s.n.], 2016. Disponible sur : < http://climateactiontracker.org/global.html > (consulté le 23 octobre 2017)

Cobb C., Douglas P. « A theory of production ». *The American Economic Review* [En ligne]. 1928. Vol. 18, n°1, p. 139‑165. Disponible sur : < http://www.jstor.org/stable/1811556 >

CRIGEN de GDF SUEZ. *Biométhane de gazéification - Evaluation du potentiel de production aux horizons 2020 et 2050*. [s.l.] : [s.n.], 2013. 1-72 p.

Cuellar A. *Plant Power : The Cost of Using Biomass for Power Generation and Potential for Decreased Greenhouse Gas Emissions*. [s.l.] : Massachusetts Institute of Technology, 2012. 94 p.

Daioglou V., Stehfest E., Wicke B., Faaij A., Van Vuuren D. P. « Projections of the availability and cost

of residues from agriculture and forestry ». *GCB Bioenergy* [En ligne]. 2016. Vol. 8, n°2, p. 456‑470. Disponible sur : < https://doi.org/10.1111/gcbb.12285 >

Drouineau M. *Modélisation prospective et analyse spatio-temporelle : intégration de la dynamique du réseau électrique*. [s.l.] : École Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2011.

Dry M. « The fischer-tropsch synthesis ». In : Anderson JR, Boudart M (éd.). *Catalysis science and technology*. [s.l.] : Springer-Verlag: Berlin, 1986. p. 159‑255.

Dubreuil A., Assoumou E., Bouckaert S., Selosse S., Maïzi N. « Water modeling in an energy optimization framework - The water-scarce middle east context ». *Applied Energy* [En ligne]. 2013. Vol. 101, p. 268‑279. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.06.032 >

Dutta A., Talmadge M., Nrel J. H., Worley M., Harris D. D., Barton D., Groenendijk P., Ferrari D., Chemical B. S. D., Searcy E. M., Wright C. T., Idaho J. R. H. « Process Design and Economics for Conversion of Lignocellulosic Biomass to Ethanol Thermochemical Pathway by Indirect gasification and mixed alcohol synthesis ». *Renewable Energy*. 2011. n°May 2011,.

EC. *Eurostat Database* [En ligne]. *European Commission; Online statistical database*. 2017. Disponible sur : < http://ec.europa.eu/eurostat/data/database >

ECN. « Phyllis2 - Database for biomass and waste ». [s.l.] : Energy research Centre of the Netherlands, [s.d.]. Disponible sur : < https://www.ecn.nl/phyllis2/ > (consulté le 4 mars 2016)

Elliott D. C. « Transportation Fuels from Biomass via Fast Pyrolysis and Hydroprocessing ». *Advances in Bioenergy: The Sustainability Challenge* [En ligne]. 2015. Vol. 2, n°October, p. 65‑72. Disponible sur : < https://doi.org/10.1002/9781118957844.ch6 >

Erb K., Haberl H., Krausmann F., Lauk C., Plutzar C., Steinberger J. K., Bondeau A., Waha K., Pollack G. « Eating the Planet : Feeding and fuelling the world sustainably , fairly and humanely – a scoping study ». 2009. n°November, p. 1‑132. Disponible sur : < https://doi.org/ISSN 1726-3816 >

Ericsson K., Rosenqvist H., Nilsson L. J. « Energy crop production costs in the EU ». *Biomass and Bioenergy* [En ligne]. 2009. Vol. 33, p. 1577‑1586. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2009.08.002 >

Eriksson L., Gustavsson L. « Comparative analysis of wood chips and bundles - Costs, carbon dioxide emissions, dry-matter losses and allergic reactions ». *Biomass and Bioenergy* [En ligne]. 2010. Vol. 34, n°1, p. 82‑90. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2009.10.002 >

European Commission. « Proposal for a Directive of the european parliament and of the council: amending Directive 2009/28/EC ». 2012. Vol. 288, p. 23.

European Commission - Agriculture and Rural Development. « European cereal farms report 2013 ». 2013. Disponible sur : < https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004 >

Eurostat. « Economy-wide Material Flow Accounts (EW-MFA). Compilation Guide 2012. » 2012. n°July, p. 68.

Evald A., Hu G., Hansen M. T. « Technology data for advanced bioenergy fuels ». *Danish Energy Agency* [En ligne]. 2013. p. 76. Disponible sur : < http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/dokumenter/side/technology_data_for_advanced_bioenergy_fuels.pdf >

Faaij A. *Modern biomass conversion technologies* [En ligne]. [s.l.] : [s.n.], 2006a. 343-375 p.

Disponible sur : < https://doi.org/10.1007/s11027-005-9004-7 >ISBN : 1102700590047.

Faaij A. « Chapter 7 Biofuel conversion technologies ». *Sugarcane ethanol*. 2006b. p. 159‑180.

FairWork OMBUDSMAN A. G. « Get set for a 2.4% wage increase - 2016 Annual Wage Review - Media releases - Fair Work Ombudsman ». [s.l.] : [s.n.], [s.d.]. Disponible sur : < https://www.fairwork.gov.au/about-us/news-and-media-releases/website-news/get-set-for-a-2-4-wage-increase-2016-annual-wage-review > (consulté le 16 juin 2017)

FAO. *Global Forest Resources Assessment 2015*. [s.l.] : [s.n.], 2015a. ISBN : 978-92-5-108826-5.

FAO. « FAOSTAT database ». [s.l.] : [s.n.], 2015b. Disponible sur : < http://faostat3.fao.org/home/E > (consulté le 4 janvier 2016)

FAO. *Food Balance Sheets: A Manual* [En ligne]. [s.l.] : [s.n.], 2001. Disponible sur : < http://www.fao.org/economic/the-statistics-division-ess/methodology/methodology-systems/supply-utilization-accounts-and-food-balance-sheets-background-information-for-your-better-understanding/en/ >

FAO. « FOOD BALANCE SHEETS - A Handbook ». [s.l.] : [s.n.], [s.d.]. Disponible sur : < http://www.fao.org/docrep/003/x9892e/X9892e03.htm#P539_52073 > (consulté le 14 janvier 2016a)

FAO. « IV. Le transformateur de paddy ». [s.l.] : [s.n.], [s.d.]. Disponible sur : < http://www.fao.org/docrep/x5415f/x5415f05.htm > (consulté le 10 novembre 2017b)

FAO. « Technical Conversion Factors for Agricultural Commodities ». 2000. Disponible sur : < http://www.fao.org/economic/the-statistics-division-ess/methodology/methodology-systems/technical-conversion-factors-for-agricultural-commodities/en/ >

FAO. « AQUASTAT ». [s.l.] : [s.n.], 2016. Disponible sur : < http://www.fao.org/nr/water/aquastat/tables/index.stm > (consulté le 11 février 2016)

FAO. « FRA 2015 Termes et Définitions ». 2015c.

FAO. *FAO forestry development paper.* [En ligne]. [s.l.] : Food and Agriculture Organization of the United Nations, 1956. Disponible sur : < http://www.fao.org/3/a-y1997e/y1997e09.htm > (consulté le 16 mai 2017)

Fischer G., Hizsnyik E., Prieler S., Velthuizen H. Van. « Assessment of biomass potentials for bio- fuel feedstock production in Europe : Methodology and results ». 2007. n°July, p. 75. Disponible sur : < http://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&frm=1&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0CCsQFjAA&url=http://s3.amazonaws.com/zanran_storage/www.res2020.eu/ContentPages/43315751.pdf&ei=nkxWU9SBEKWCzAPgsIHYDg&usg=AFQjCNGu2K275nslV3U4PfoKzq-bW >

Fischer G., Prieler S., Van Velthuizen H., Berndes G., Faaij A., Londo M., De Wit M. « Biofuel production potentials in Europe: Sustainable use of cultivated land and pastures, Part II: Land use scenarios ». *Biomass and Bioenergy* [En ligne]. 2010. Vol. 34, p. 173‑187. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2009.07.009 >

Fischer G., Schrattenholzer L. « Global bioenergy potentials through 2050 ». *Biomass and Bioenergy* [En ligne]. 2001. Vol. 20, n°January 2000, p. 151‑159. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/S0961-9534(00)00074-X >

Fishbone L. G., Abilock H. « Markal, a linear-programming model for energy systems analysis:

Technical description of the bnl version ». *Int. J. Energ. Res.* [En ligne]. 1981. Vol. 5, n°4, p. 353‑375. Disponible sur : < https://doi.org/10.1002/er.4440050406 >

Food and Agricultural Policy Research Institute : Iowa State University. « FAPRI-ISU 2012 World Agricultural Outlook ». [s.l.] : [s.n.], 2012. Disponible sur : < http://www.fapri.iastate.edu/outlook/2012/ > (consulté le 16 février 2016)

Føyn T. H. Y., Karlsson K., Balyk O., Grohnheit P. E. « A global renewable energy system: A modelling exercise in ETSAP/TIAM ». *Applied Energy* [En ligne]. 2011. Vol. 88, n°2, p. 526‑534. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.05.003 >

Franke B., Reinhardt G., Malavelle J., Faaij A., Fritsche U. « Global assessments and guidelines for sustainable liquid biofuel production in Developing Countries ». 2012. n°March, p. 195. Disponible sur : < http://re.indiaenvironmentportal.org.in/reports-documents/global-assessments-and-guidelines-sustainable-liquid-biofuel-production-developing%5Cnhttp://workspace.bananahill.net/library/Crops/Jatropha Curcas/2012_Franke_B_et_al_Global_ass_biofuels.pdf >

Gallagher P., Dikeman M., Fritz J., Wailes E., Gauther W., Shapouri H. « Supply and social cost estimates for biomass from crop residues in the United States ». *Environmental and Resource Economics* [En ligne]. 2003. Vol. 24, n°4, p. 335‑358. Disponible sur : < https://doi.org/10.1023/A:1023630823210 >

Gassner M. « Thermo-economic process model for thermochemical production of Synthetic Natural Gas (SNG) from lignocellulosic biomass ». 2009. Vol. 33, p. 1587‑1604. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2009.08.004 >

Gauthier M., Foresta H. De, Somarriba E., Temu A., Boulanger D., Feuilly H. *TOWARDS THE ASSESSMENT OF TREES OUTSIDE FORESTS*. [s.l.] : [s.n.], 2013. 336 p.(Forest Resources Assessment).

Gerssen-Gondelach S., Saygin D., Wicke B., Faaij A. « Competing uses of biomass - Assessment and comparison of the performance of bio-based heat, power, fuels and materials ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [En ligne]. 2014. Vol. 40, n°April, p. 964‑998. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.197 >

Glithero N. J., Wilson P., Ramsden S. J. « Prospects for arable farm uptake of Short Rotation Coppice willow and miscanthus in England ». *Applied Energy* [En ligne]. 2013. Vol. 107, p. 209‑218. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.02.032 >

Goswami K., Saikia J., Choudhury H. K. « Economic Benefits and Costs of Jatropha Plantation ». 2012. Vol. 24, n°June 2011, p. 99‑108.

Government of India. *National Policy on Biofuels*. [s.l.] : [s.n.], 2008. 1-18 p.

Government of India. « Draft National Energy Policy ». 2017. Vol. 06.27,. Disponible sur : < http://niti.gov.in/writereaddata/files/new_initiatives/NEP-ID_27.06.2017.pdf [accessed on 25 August 2017] >

Government of Korea. *2nd Five-year plan of green growth*. [s.l.] : [s.n.], 2014.

Gracceva F., Zeniewski P. « Exploring the uncertainty around potential shale gas development - A global energy system analysis based on TIAM (TIMES Integrated Assessment Model) ». *Energy* [En ligne]. 2013. Vol. 57, p. 443‑457. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.06.006 >

Gregg J. S., Smith S. J. « Global and regional potential for bioenergy from agricultural and forestry

residue biomass ». *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change* [En ligne]. 2010. Vol. 15, n°3, p. 241‑262. Disponible sur : < https://doi.org/10.1007/s11027-010-9215-4 >

Hagstrom P. *Biomass potential for heat, electrcity and vehicle fuel in Sweden*. [s.l.] : [s.n.], 2006. ISBN : 9157670609.

Haq Z., Easterly J. L. « Agricultural residue availability in the United States. » *Applied biochemistry and biotechnology* [En ligne]. 2006. Vol. 129‑132, p. 3‑21. Disponible sur : < https://doi.org/10.1385/ABAB:129:1:3 >

Hinchee M., Rottmann W., Mullinax L., Zhang C., Chang S., Cunningham M., Pearson L., Nehra N. « Short-rotation woody crops for bioenergy and biofuels applications ». *In Vitro Cellular & Developmental Biology - Plant* [En ligne]. 26 décembre 2009. Vol. 45, n°6, p. 619‑629. Disponible sur : < https://doi.org/10.1007/s11627-009-9235-5 >

Hofbauer H., Rauch R. « Six Years Experience with the FICFB- Gasification Process ». 2002. n°January,.

Hofbauer H., Veronik G., Fleck T., Rauch R., Mackinger H., Fercher E. « The FICFB --- Gasification Process ». In : Bridgwater A V, Boocock DGB (éd.). *Developments in Thermochemical Biomass Conversion: Volume 1 / Volume 2* [En ligne]. Dordrecht : Springer Netherlands, 1997. p. 1016‑1025. Disponible sur : < https://doi.org/10.1007/978-94-009-1559-6_82 >ISBN : 978-94-009-1559-6.

Hoogwijk M., Faaij A., Van den Broek R., Berndes G., Gielen D., Turkenburg W. « Exploration of the ranges of the global potential of biomass for energy ». *Biomass and Bioenergy* [En ligne]. 2003. Vol. 25, p. 119‑133. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/S0961-9534(02)00191-5 >

Hoogwijk M., Faaij A., Eickhout B., De Vries B., Turkenburg W. « Potential of biomass energy out to 2100, for four IPCC SRES land-use scenarios ». *Biomass and Bioenergy* [En ligne]. 2005. Vol. 29, p. 225‑257. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2005.05.002 >

Hoogwijk M., Faaij A., De Vries B., Turkenburg W. « Exploration of regional and global cost-supply curves of biomass energy from short-rotation crops at abandoned cropland and rest land under four IPCC SRES land-use scenarios ». *Biomass and Bioenergy* [En ligne]. 2009. Vol. 33, n°1, p. 26‑43. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2008.04.005 >

Hoogwijk M. M. *On the global and regional potential of renewable energy sources* [En ligne]. [s.l.] : [s.n.], 2004. 256 p. Disponible sur : < http://np-net.pbworks.com/f/Hoogwijk+(2004)+Global+and+regional+potential+of+renewable+energy+sources+(Thesis+Utrecht).pdf >ISBN : 9039336407.

Howells M., Hermann S., Welsch M., Bazilian M., Segerström R., Alfstad T., Gielen D., Rogner H., Fischer G., Van Velthuizen H., Wiberg D., Young C., Roehrl R. A., Mueller A., Steduto P., Ramma I. « Integrated analysis of climate change, land-use, energy and water strategies ». *Nature Climate Change* [En ligne]. 2013. Vol. 3, n°7, p. 621‑626. Disponible sur : < https://doi.org/10.1038/nclimate1789 >

Hu X., Zimmer Y. « China's Corn Production - Where to establish agri benchmark Farms in Corn ». *Agri benchmark*. 2013. Vol. Working Pa, p. 1‑13.

Hughes E. « Biomass cofiring: Economics, policy and opportunities ». *Biomass and Bioenergy* [En ligne]. 2000. Vol. 19, n°6, p. 457‑465. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/S0961-9534(00)00057-X >

Hugues P. *Stratégies technologique et réglementaire de déploiement des filières bioénergies*

françaises [En ligne]. [s.l.] : Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2015. Disponible sur : < https://hal-mines-paristech.archives-ouvertes.fr/tel-01144445 >

Hyde W. F. *The Global Economics of Forestry* [En ligne]. New York : Routledge, 2012. 1-478 p. Disponible sur : < https://doi.org/10.4324/9780203122693 >ISBN : 9780203122693.

IEA-ETSAP. « Technology Brief P10 : Production of Liquid Biofuels ». 2013a. n°January, p. 1‑26.

IEA-ETSAP. « Technology Brief P11 : Biogas and Bio-syngas Production ». 2013b. n°December, p. 1‑12.

IEA-ETSAP. « Technology Brief E05 - Biomass for Heat and Power ». 2010. n°May, p. 1‑8.

IEA-ETSAP. « Technology Brief P09 : Biomass Production and Logistics ». 2013c. n°December, p. 1‑15.

IEA. « Key World Energy Statistics ». 2017. Disponible sur : < https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004 >

IEA. « “Extended world energy balances”, IEA World Energy Statistics and Balances (database) ». [s.l.] : [s.n.], 2013. Disponible sur : < https://doi.org/10.1787/data-00513-en >

IEA. *World Energy Outlook 2016* [En ligne]. [s.l.] : IEA, 2016a. 28 p.(World Energy Outlook). Disponible sur : < https://doi.org/http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEB_WorldEnergyOutlook2015ExecutiveSummaryEnglishFinal.pdf >ISBN : 9789264264946.

IEA. « Energy Technology Perspectives 2016 ». *Iea* [En ligne]. 2016b. p. 14. Disponible sur : < https://doi.org/10.1787/energy_tech-2014-en >

IIASA. *International Institute for Applied Systems Analysis, Global Energy Assessment (GEA)* [En ligne]. Cambridge : Cambridge University Press, 2012. 3-93 p. Disponible sur : < https://doi.org/10.1017/CBO9780511793677 >ISBN : 9780511793677.

IIASA/FAO. *Global Agro-ecological Zones (GAEZ v3.0)* [En ligne]. 2012. p. 179. Disponible sur : < http://www.fao.org/nr/gaez/en/ >

Iijima M. « Japan Biofuels Annual Japan Focuses on Next Generation Biofuels ». 2013.

ILO, International Labour Organization. *LABORSTA [database on the Internet], Labour costs, wages and hours of work* [En ligne]. Disponible sur : < http://laborsta.ilo.org/ > (consulté le 12 avril 2017)

India. « Intended Nationally Determined Contribution (INDC) - India ». *Unfccc*. 2015. p. 1‑38.

IPCC. « Forestry ». In : Nabuurs GJ, Masera O, Andrasko K, Benitez-Ponce P, Boer R, Dutschke M, Elsiddig E, Ford-Robertson J, Frumhoff P, T., Karjalainen, Krankina O, Kurz WA, Matsumoto M, Oyhantcabal W, Ravindranath NH, Sanchez MJS, Zhang X (éd.). *Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [En ligne]. [s.l.] : [s.n.], 2007. Disponible sur : < https://doi.org/10.2753/JES1097-203X330403 >ISBN : 0521880114.

IPCC. *Climate Change 2014 : Synthesis Report* [En ligne]. the Fifth.[s.l.] : [s.n.], 2014. 2-26 p. Disponible sur : < https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324 >ISBN : 9789291691432.

Jain G. « Energy security issues at household level in India ». *Energy Policy* [En ligne]. 2010. Vol. 38, n°6, p. 2835‑2845. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.01.016 >

Japan. « Intended Nationally Determined Contribution (INDC) - Japan ». *Unfccc*. 2015.

JCER Medium-Term Economic Forecast Team. *Japan's Changes in Industrial Structure and Economic Growth— Twin Deficit Concerns Arising*. [s.l.] : [s.n.], 2013. 1-55 p.

Jekayinfa S. O., Scholz V. « Assessment of Availability and Cost of Energetically Usable Crop Residues in Nigeria ». In : *International Agricultural Research for Development*. University of Göttingen : [s.n.], [s.d.].

Jölli D., Giljum S. « Unused biomass extraction in agriculture , forestry and fishery ». 2005. n°3,. Disponible sur : < http://web205.vbox-01.inode.at/Data/seri/publications/documents/SERI_Studies_3.pdf >

Jones M. « Perennial biomass crops for a resource-constrained world ». *GCB Bioenergy* [En ligne]. 7 janvier 2017. Vol. 9, n°1, p. 4‑5. Disponible sur : < https://doi.org/10.1111/gcbb.12406 >

Jones R. S., Yoo B. « Korea's Green Growth Strategy: Mitigating Climate Change and Developing New Growth Engines ». *OECD Economics Department Working Papers, No. 798* [En ligne]. 2011. n°798,. Disponible sur : < https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1787/5kmbhk4gh1ns-en OECD >

Jones S., Meyer P., Snowden-Swan L., Susanne K. J., Pimphan M., Snowden-SwanLesley, Asanga P., Eric T., Abhijit D., Jacob J., Cafferty, Jones S., Meyer P., Snowden-Swan L. « Process design and economics for the conversion of lignocellulosic biomass to hydrocarbon fuels: Fast pyrolysis and hydrotreating bio-oil pathway ». *Energy* [En ligne]. 2013. n°November, p. 97. Disponible sur : < https://doi.org/PNNL - 23053 NREL/TP - 5100 - 61178 >

Jones S., Snowden-Swan L., Meyer P., Zacher A., Olarte M., Wang H., Drennan C. *Fast Pyrolysis and Hydrotreating: 2015 State of Technology R & D and Projections to 2017* [En ligne]. [s.l.] : [s.n.], 2016. 18 p. Disponible sur : < https://doi.org/DE-AC05-76RL01830 >

Junginger M., Van Dam J., Zarrilli S., Ali Mohamed F., Marchal D., Faaij A. « Opportunities and barriers for international bioenergy trade ». *Energy Policy* [En ligne]. 2011. Vol. 39, n°May, p. 2028‑2042. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.01.040 >

Junginger M., Faaij A., Björheden R., Turkenburg W. C. « Technological learning and cost reductions in wood fuel supply chains in Sweden ». *Biomass and Bioenergy* [En ligne]. 2005. Vol. 29, n°6, p. 399‑418. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2005.06.006 >

Junginger M., Faaij A., Van den Broek R., Koopmans A., Hulscher W. « Fuel supply strategies for large-scale bio- energy projects in developing countries : Electricity from agricultural and forest residues in North-Eastern Thailand Fuel supply strategies for large-scale bio-energy projects in developing countries . Electric ». *Biomass & Bioenergy* [En ligne]. 2001. Vol. 21, p. 259‑275. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/S0961-9534(01)00034-4 >

Kaneda H. « Specification of production functions for analyzing technical change and factor inputs in agricultural development ». *Journal of Development Economics* [En ligne]. 1982. Vol. 11, n°1, p. 97‑108. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/0304-3878(82)90045-1 >

Kang S., Selosse S., Maïzi N. « Strategy of bioenergy development in the largest energy consumers of Asia (China, India, Japan and South Korea) ». *Energy Strategy Reviews* [En ligne]. 2015. Vol. 8, p. 56‑65. Disponible sur : < https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.esr.2015.09.003 >

Kang S., Selosse S., Maïzi N. « Is GHG mitigation policy enough to develop bioenergy in Asia: a long-term analysis with TIAM-FR ». *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology* [En ligne]. 2017. Vol. 14, n°1/2, p. 5. Disponible sur : < https://doi.org/10.1504/IJOGCT.2017.081103 >

Kelly a, Becker W., Helsing E. « Food balance sheets. » *WHO regional publications. European series*. 1991. Vol. 34, p. 39‑48.

Khanna M., Dhungana B., Clifton-Brown J. « Costs of producing miscanthus and switchgrass for bioenergy in Illinois ». *Biomass and Bioenergy* [En ligne]. 2008. Vol. 32, n°6, p. 482‑493. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2007.11.003 >

Kheshgi H. S., Prince R. C., Marland G. « THE POTENTIAL OF BIOMASS FUELS IN THE CONTEXT OF GLOBAL CLIMATE CHANGE: Focus on Transportation Fuels ». *Annual Review of Energy and the Environment* [En ligne]. novembre 2000. Vol. 25, n°1, p. 199‑244. Disponible sur : < https://doi.org/10.1146/annurev.energy.25.1.199 >

Khorshidi Z., Ho M. T., Wiley D. E. « The impact of biomass quality and quantity on the performance and economics of co-firing plants with and without CO2 capture ». *International Journal of Greenhouse Gas Control* [En ligne]. 2014. Vol. 21, p. 191‑202. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2013.12.011 >

Kleinschmidt C. P. « Overview of international developments in torrefaction ». *2011 Central European Biomass Conference: Torrefaction Workshop*. 2011.

Korea Energy Agency. « RFS Korea ». [s.l.] : [s.n.], 2015a. Disponible sur : < http://www.energy.or.kr/renew_eng/new/rfs.aspx > (consulté le 16 octobre 2015)

Korea Energy Agency. « Program for promoting NRE deployment ». [s.l.] : [s.n.], 2015b. Disponible sur : < http://www.kemco.or.kr/new_eng/pg02/pg02040705.asp > (consulté le 16 octobre 2015)

Korea Energy Economics Institute. « Yearbook of energy statistics ». [s.l.] : [s.n.], 2014. Disponible sur : < http://www.keei.re.kr/keei/download/YES2014.pdf > (consulté le 4 février 2015)

Korea Greenhouse Gas Inventory & Reseach Center. « Korea's Target Management Scheme ». [s.l.] : [s.n.], 2015. Disponible sur : < http://www.gir.go.kr/eng/index.do?menuId=10 > (consulté le 4 février 2015)

KOSIS (Korean Statistical Information Service). « Base de donnée en ligne [Agriculture, Forestry and Fishery] ». [s.l.] : [s.n.], [s.d.]. Disponible sur : < http://kosis.kr/eng/statisticsList/statisticsList_01List.jsp?vwcd=MT_ETITLE&parentId=F > (consulté le 19 juin 2017)

Krakowski V. *Intégration du renouvelable et stratégie de déploiement du ré eseau électrique : réconciliation d'échelles spatio-temporelles dans des exercices prospectifs de long terme*. [s.l.] : PSL Research University, 2016.

Krasuska E., Rosenqvist H. « Economics of energy crops in Poland today and in the future ». *Biomass and Bioenergy* [En ligne]. 2012. Vol. 38, p. 23‑33. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2011.09.011 >

Krausmann F., Erb K.-H., Gingrich S., Lauk C., Haberl H. « Global patterns of socioeconomic biomass flows in the year 2000: A comprehensive assessment of supply, consumption and constraints ». *Ecological Economics* [En ligne]. 2008. Vol. 65, n°3, p. 471‑487. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2007.07.012 >

Krich K., Augenstein D., Batmale J., Benemann J., Rutledge B., Salour D. « Production of Biogas by Anaerobic Digestion ». *Biomethane from Dairy Waste - A sourcebook for the production and use of renewable gas in California*. 2005. p. 29‑46.

Kumar T., Singh H. L., Jawla S. K., Sachan S. « Cost and returns of sugarcane production at different size groups of farms in district Meerut (U. P.), India ». *Annals of Agri Bio Research*. 2014. Vol. 19, n°3, p. 561‑565.

Kumar Biswas P., Pohit S., Kumar R. « Biodiesel from jatropha: Can India meet the 20% blending target? ». *Energy Policy* [En ligne]. 2010. Vol. 38, n°3, p. 1477‑1484. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.11.029 >

Labriet M., Kanudia A., Loulou R. « Climate mitigation under an uncertain technology future: A TIAM-World analysis ». *Energy Economics* [En ligne]. 2012. Vol. 34, n°SUPPL. 3, p. S366‑S377. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.eneco.2012.02.016 >

Lamers P. *International biodiesel markets : Developments in production and trade*. Berlin, Germany : [s.n.], 2011.

Lamers P., Hamelinck C., Junginger M., Faaij A. « International bioenergy trade - A review of past developments in the liquid biofuel market ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [En ligne]. 2011. Vol. 15, n°6, p. 2655‑2676. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.01.022 >

Lamers P., Junginger M., Hamelinck C., Faaij A. « Developments in international solid biofuel trade - An analysis of volumes, policies, and market factors ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [En ligne]. 2012. Vol. 16, n°5, p. 3176‑3199. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.02.027 >

Larson E. D., Kreutz T. G., Consonni S. « Combined Biomass and Black Liquor Gasifier/Gas Turbine Cogeneration at Pulp and Paper Mills ». *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power* [En ligne]. 1999. Vol. 121, n°3, p. 394. Disponible sur : < https://doi.org/10.1115/1.2818486 >

Lasa H. De, Salaices E., Mazumder J., Lucky R. « Catalytic Steam Gasification of Biomass : Catalysts , Thermodynamics and Kinetics ». 2011. p. 5404‑5433. Disponible sur : < https://doi.org/10.1021/cr200024w >

Lee J. S., Lee J. P., Park J. Y., Lee J. H., Park S. C. « Status and perspectives on bioenergy in Korea ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [En ligne]. 2011. Vol. 15, n°9, p. 4884‑4890. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.065 >

Levi E. K., Saruna N., Bilirgen H., Caram H. *Use of Coal Drying To Reduce Water Consumed in Pulverized Coal Power Plants* [En ligne]. [s.l.] : [s.n.], 2005. Disponible sur : < https://doi.org/10.2172/862095 >

Lin D. « The development and prospective of bioenergy technology in China ». *Biomass and Bioenergy* [En ligne]. 1998. Vol. 15, n°2, p. 181‑186. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/S0961-9534(98)00007-5 >

Lindner M., Eggers J., Zanchi G., Moiseyev A., Tr{"o}ltzsch K., Eggers T. « Environmentally compatible energy resource production from European forests ». *European Environment Agency*. 2007. p. 54.

Loulou R. « ETSAP-TIAM: The TIMES integrated assessment model. Part II: Mathematical formulation ». *Computational Management Science* [En ligne]. 2008. Vol. 5, n°December 1998, p. 41‑66. Disponible sur : < https://doi.org/10.1007/s10287-007-0045-0 >

Loulou R., Labriet M. « ETSAP-TIAM: the TIMES integrated assessment model Part I: Model structure ». *Comput. Manag. Sci.* [En ligne]. 2008. Vol. 5, n°1, p. 7‑40. Disponible sur : < https://doi.org/10.1007/s10287-007-0046-z >

Luo G., Guo Y. « Rural electrification in China: A policy and institutional analysis ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [En ligne]. 2013. Vol. 23, p. 320‑329. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.02.040 >

Luomi M. « Is the Paris Agreement a success and what does it mean for the energy sector? ». *Oxford Energy Forum*. 2016. Vol. May, n°105, p. 4‑7.

Maïzi N., Assoumou E. « Future prospects for nuclear power in France ». *Applied Energy* [En ligne]. 2014. Vol. 136, p. 849‑859. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.03.056 >

Maltsoglou I., Koizumi T., Felix E. « The status of bioenergy development in developing countries ». *Global Food Security* [En ligne]. 2013. Vol. 2, n°2, p. 104‑109. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.gfs.2013.04.002 >

Mann M. K., Spath P. L. « Life Cycle Assessment of a Biomass Gasification Combined-Cycle System ». *Fuel and Energy Abstracts* [En ligne]. 1997. Vol. 2009, n°Journal Article, p. 100. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/s0961-9534(02)00190-3 >

Mann, M. Mann, Spath, P. Spath. « A life cycle assessment of biomass cofiring in a coal-fired power plant ». *Clean Technologies and Environmental Policy* [En ligne]. 2001. Vol. 3, n°2, p. 81‑91. Disponible sur : < https://doi.org/10.1007/s100980100109 >

Marano J. J. « Benchmarking Biomass Gasification Technologies for Fuels , Chemicals and Hydrogen Production ». 2002. n°June,.

Martin M. A., Havlicek J. « Technological Change and Labor's Relative Share: The Mechanization of U.S. Cotton Production ». *Southern Journal of Agricultural Economics* [En ligne]. 28 décembre 1977. Vol. 9, n°2, p. 137‑141. Disponible sur : < https://doi.org/10.1017/S0081305200013960 >

Matsumoto N., Sano D., Elder M. « Biofuel initiatives in Japan: Strategies, policies, and future potential ». *Applied Energy* [En ligne]. 2009. Vol. 86, n°2009, p. S69‑S76. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.04.040 >

McEvilly G., Abeysuriya S., Dix S. *Facilitating the Adoption of Biomass Co-firing for Power Generation*. [s.l.] : [s.n.], 2011. 119 p.ISBN : 9781742542522.

McKendry P. « Energy production from biomass (part 2): Conversion technologies ». *Bioresource Technology* [En ligne]. 2002. Vol. 83, n°July 2001, p. 47‑54. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/S0960-8524(01)00119-5 >

McLellan B. C., Zhang Q., Utama N. A., Farzaneh H., Ishihara K. N. « Analysis of Japan's post-Fukushima energy strategy ». *Energy Strategy Reviews* [En ligne]. 2013. Vol. 2, n°2, p. 190‑198. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.esr.2013.04.004 >

Meade B., Puricelli E., Mcbride W., Valdes C., Hoffman L., Foreman L., Dohlman E. « Corn and soybean production costs and export competitiveness in Argentina, Brazil, and the United States ». *Economic Research Service* [En ligne]. 2016. Vol. EIB-154, p. 1‑52. Disponible sur : < www.ers.usda.gov/publications/eib-economic-information-bulletin/eib-154%0ADownload >

Meadows D. H. M. *The Limits to Growth* [En ligne]. [s.l.] : [s.n.], 1972. 211 p. Disponible sur : < https://doi.org/10.1111/j.1752-1688.1972.tb05230.x >ISBN : 0876631650.

Meijden C. M. Van der, Rabou L. P. L. M., Vreugdenhil B. J., Smit R. « Large Scale Production of Bio Methane from Wood ». *The International Gas Union Research Conference IGRC*. 2011. n°OCTOBER,.

Mekonnen M. M., Hoekstra A. Y. « The green, blue and grey water footprint of crops and derived crop products ». *UNESCO - VALUE OF WATER RESEARCH REPORT SERIES NO. 47* [En ligne]. 2010. Vol. 1, n°16, p. 80. Disponible sur : < http://www.waterfootprintnetwork.org/Reports/Report47-WaterFootprintCrops-Vol1.pdf >

Miltner M., Makaruk A., Harasek M. « Review on available biogas upgrading technologies and innovations towards advanced solutions ». *Journal of Cleaner Production* [En ligne]. 2016. Vol. 161, p. 1329‑1337. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.06.045 >

Ministry of agriculture Development (Neapal). « Average production cost and profit margin of pulse, oilseed, spice and commercail crops 2071/2072 (2014/2015) ». *Market research & statistics management program* [En ligne]. Vol. Agribusine,. Disponible sur : < http://www.doanepal.gov.np/index.php >

Ministry of New and Renewable Energy (India). « National Biogas and Manure Management Programme (NBMMP) ». [s.l.] : [s.n.], [s.d.]. Disponible sur : < http://www.mnre.gov.in/schemes/decentralized-systems/schems-2/ > (consulté le 17 février 2015)

Mitchell C. P., Stevens E. A., Watters M. P. « Short-rotation forestry - Operations, productivity and costs based on experience gained in the UK ». *Forest Ecology and Management* [En ligne]. 1999. Vol. 121, n°1‑2, p. 123‑136. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/S0378-1127(98)00561-1 >

Miyake S., Renouf M., Peterson A., McAlpine C., Smith C. « Land-use and environmental pressures resulting from current and future bioenergy crop expansion: A review ». *Journal of Rural Studies* [En ligne]. 2012. Vol. 28, n°4, p. 650‑658. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.jrurstud.2012.09.002 >

Mofijur M., Masjuki H. H., Kalam M. a., Ashrafur Rahman S. M., Mahmudul H. M. « Energy scenario and biofuel policies and targets in ASEAN countries ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [En ligne]. 2015. Vol. 46, p. 51‑61. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.02.020 >

Mustard A., Aradhey A. « India Biofuels Annual 2014 ». *USDA Foreign Agriculture Service*. 2014. Vol. 15, p. 1‑16.

Naik S. N., Goud V. V., Rout P. K., Dalai A. K. « Production of first and second generation biofuels: A comprehensive review ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [En ligne]. 2010. Vol. 14, p. 578‑597. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.10.003 >

Navadkar D., Amale A., Gulave C., Nannaware V. « Economics of Production and Marketing of Kharif Maize in Ahmednagar District of Maharashtra State ». *Agricultural Situation in India* [En ligne]. 2012. p. 309‑316. Disponible sur : < http://eands.dacnet.nic.in/Publication12-12-2012/4605-september12/4605-1.pdf >

Neste Oil. *Annual report 2009 : Change is a state of mind*. [s.l.] : [s.n.], 2009.

Niez A. *Comparative Study on Rural Electrification Policies in Emerging Economies. Keys to successful policies*. [s.l.] : [s.n.], 2010.

Nordhaus W. « Integrated economic and climate modeling ». In : *Handbook of Computable General Equilibrium Modeling* [En ligne]. [s.l.] : [s.n.], 2013. p. 1069‑1131. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/B978-0-444-59568-3.00016-X >ISBN : 9780444595683.

Nordhaus W. D. « Rolling the “DICE”: an optimal transition path for controlling greenhouse gases ». *Resource and Energy Economics* [En ligne]. 1993. Vol. 15, n°1, p. 27‑50. Disponible sur : <

https://doi.org/10.1016/0928-7655(93)90017-O >

Odhiambo M., Kristanson P. « Comparative Cost of Production Analysis in East Africa : Implications for Competitiveness and Comparative Advantage ». *Development Experience Clearinghouse, USAID*. 1996.

OECD. *Maritime transport costs* [En ligne]. [s.l.] : [s.n.], 2017. Disponible sur : < https://doi.org/10.1787/data-00490-en >

OECD/FAO. *OECD-FAO Agricultural Outlook 2015* [En ligne]. [s.l.] : OECD Publishing, 2015. (OECD-FAO Agricultural Outlook). Disponible sur : < https://doi.org/10.1787/agr_outlook-2015-en >ISBN : 9789264231900.

Othman K., Baharuddin A. H. « The Capital , Labour and Age Structure Substitution Effect in Malaysia Paddy Crop : A Study in MADA Kedah ». 2015. Vol. 5, p. 10‑17.

Parkhomenko S. « International competitiveness of soybean, rapeseed and palm oil production in major producing regions ». 2004. Disponible sur : < http://agris.fao.org/agris-search/search.do?recordID=US201300091005 >

Patterson T., Esteves S., Dinsdale R., Guwy A. « An evaluation of the policy and techno-economic factors affecting the potential for biogas upgrading for transport fuel use in the UK ». *Energy Policy* [En ligne]. 2011. Vol. 39, n°3, p. 1806‑1816. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.01.017 >

PECEGE. « Production costs of sugarcane, sugar, ethanol and bioelectricity in Brazil: 2014/2015 crop season and 2015/2016 crop projection ». *University of São Paulo, Luiz de Queiroz College of Agriculture, Program of Continuing Education in Economics and Management/ Department of Economics, Management and Sociology*. 2016. Vol. 2014/2015,.

Pérez-Soba M., Petit S., Jones L., Bertrand N., Briquel V., Omodei-Zorini L., Contini C., Helming K., Farrington J. H., Mossello M. T., Wascher D., Kienast F., De Groot R. *Sustainability Impact Assessment of Land Use Changes* [En ligne]. [s.l.] : [s.n.], 2008. 375-404 p. Disponible sur : < https://doi.org/10.1007/978-3-540-78648-1 >ISBN : 978-3-540-78647-4.

Petersson A., Wellinger A. « Biogas upgrading technologies–developments and innovations ». *IEA Bioenergy* [En ligne]. 2009. p. 20. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.wasman.2011.09.003 >

Pimentel D., Patzek T. « Ethanol production using corn, switchgrass and wood; Biodiesel production using soybean ». *Biofuels, Solar and Wind as Renewable Energy Systems: Benefits and Risks* [En ligne]. 2008. Vol. 14, n°1, p. 373‑394. Disponible sur : < https://doi.org/10.1007/978-1-4020-8654-0_15 >

Pirraglia A., Gonzalez R., Denig J., Saloni D. « Technical and Economic Modeling for the Production of Torrefied Lignocellulosic Biomass for the U.S. Densified Fuel Industry ». *Bioenergy Research* [En ligne]. 2013. Vol. 6, n°1, p. 263‑275. Disponible sur : < https://doi.org/10.1007/s12155-012-9255-6 >

Pirraglia A., Gonzalez R., Denig J., Saloni D., Wright J. « Assessment of the most adequate pre-treatments and woody biomass sources intended for direct co-firing in the U.S. » *BioResources*. 2012. Vol. 7, n°4, p. 4817‑4842.

Pirraglia A., Gonzalez R., Saloni D. « Techno-economical analysis of wood pellets production for U.S. manufacturers ». *BioResources*. 2010. Vol. 5, n°4, p. 2374‑2390.

Pirraglia A., Gonzalez R., Saloni D., Denig J. « Technical and economic assessment for the production of torrefied ligno-cellulosic biomass pellets in the US ». *Energy Conversion and Management* [En

ligne]. 2013. Vol. 66, p. 153‑164. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.enconman.2012.09.024 >

Pisarenko A. I. *Development of forest resources in the European part of the Russian Federation*. 11e éd.[s.l.] : Brill, 2001. ISBN : 9789004119796.

Planning Commission (India). *Twelfth Five Year Plan (2012–2017): Faster, More Inclusive and Sustainable Growth*. [s.l.] : [s.n.], 2012. 1-392 p.ISBN : 9788132113683.

Portugal-Pereira J., Esteban M. « Implications of paradigm shift in Japan's electricity security of supply: A multi-dimensional indicator assessment ». *Applied Energy* [En ligne]. 2014. Vol. 123, p. 424‑434. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.01.024 >

Postic S. *Long-term energy prospective modeling for South America - Application to international climate negotiations*. [s.l.] : Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2016.

Power & Energy Division (India). « Household Access To Energy Data For Census 2011 ». In : *Open Government Data (OGD) Platform India* [En ligne]. [s.l.] : [s.n.], 2011. Disponible sur : < https://data.gov.in/catalog/household-access-energy-data#web_catalog_tabs_block_10 > (consulté le 17 février 2015)

Prime Minister's Council on Climate Change (India). *National Action Plan on Climate Change* [En ligne]. [s.l.] : [s.n.], 2009. Disponible sur : < http://www.moef.nic.in/downloads/others/CC_ghosh.pdf >

Purohit P., Dhar S. « Biofuel Roadmap for India ». *UNEP DTU Partnership*. 2015. n°November,.

Qian Y., McDow W. « The Wood Pellet Value Chain ». *US Endowment of Forestry and Communities*. 2013. n°March, p. 59.

Ravindranath D. « Bioenergy in India: Barriers and policy opfions ». *Indiaenvironmentportal.Org.in* [En ligne]. 2011. p. 1‑18. Disponible sur : < http://www.indiaenvironmentportal.org.in/files/BioenergyIndia.pdf >

Reed T. B., Bryant B., Technology U. S. D. of E. D. of S., Institute S. E. R. *Densified biomass: a new form of solid fuel* [En ligne]. [s.l.] : Dept. of Energy, [Office of Energy Technology], Solar Energy Research Institute, 1979. (SERI). Disponible sur : < https://books.google.fr/books?id=gAImWn4WiUkC >

Reiling B. a, Youth E., Specialist L. « Feed Dry Matter Conversions ».

Reinhardt G. « An Assessment of Energy and Greenhouse Gases of NExBTL ». *ifeu - Institute for Energy and Environmental Research Heidelberg GmbH*. 2006. n°June,.

REN21. *Renewables 2015 - Global Status Report* [En ligne]. [s.l.] : [s.n.], 2015. 10 p. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/0267-3649(88)90030-1 >ISBN : 978 92 4 150061 6.

Republic of Korea. « Intended Nationally Determined Contribution (INDC) - Republic of Korea ». *Unfccc* [En ligne]. 2015. p. 1‑4. Disponible sur : < http://www4.unfccc.int/submissions/INDC/Published Documents/Republic of Korea/1/INDC Submission by the Republic of Korea on June 30.pdf >

Rogner H.-H., Aguilera R. F., Archer C., Bertani R., Bhattacharya S. C., Dusseault M. B., Gagnon L., Haberl H., Hoogwijk M., Johnson A., Rogner M. L., Wagner H., Yakushev V., IIASA, Rogner H.-H., Aguilera R. F., Archer C., Bertani R., Bhattacharya S. C., Dusseault M. B., Gagnon L., Haberl H.,

Hoogwijk M., Johnson A., Rogner M. L., Wagner H., Yakushev V., Faaij A. « Energy resources and potentials ». In : *Global Energy Assessment—Toward a Sustainable Future* [En ligne]. Laxenburg, Austria : International Institute for Applied Systems Analysis, 2012. p. 423‑512. Disponible sur : < http://www.globalenergyassessment.org >ISBN : 978-87-93130-66-1.

Rose S. K., Ahammad H., Eickhout B., Fisher B., Kurosawa A., Rao S., Riahi K., Van Vuuren D. P. « Land-based mitigation in climate stabilization ». *Energy Economics* [En ligne]. 2012. Vol. 34, n°1, p. 365‑380. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.eneco.2011.06.004 >

Rose S. K., Kriegler E., Bibas R., Calvin K., Popp A., Van Vuuren D. P., Weyant J. « Bioenergy in energy transformation and climate management ». *Climatic Change* [En ligne]. 2014. Vol. 123, n°3‑4, p. 477‑493. Disponible sur : < https://doi.org/10.1007/s10584-013-0965-3 >

Ryu C., Bin Y., Khor A., Yates N. E., Sharifi V. N., Swithenbank J. « Effect of fuel properties on biomass combustion : Part I . Experiments — fuel type , equivalence ratio and particle size ». 2006. Vol. 85, p. 1039‑1046. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.fuel.2005.09.019 >

Sárvári Horváth I., Tabatabaei M., Karimi K., Kumar R. « Recent updates on biogas production - a review ». *Biofuel Research Journal* [En ligne]. 2016. Vol. 3, n°2, p. 394‑402. Disponible sur : < https://doi.org/10.18331/BRJ2016.3.2.4 >

Schnell S., Altrell D., Ståhl G., Kleinn C. « The contribution of trees outside forests to national tree biomass and carbon stocks-a comparative study across three continents. » *Environmental monitoring and assessment* [En ligne]. 2015. Vol. 187, n°1, p. 4197. Disponible sur : < https://doi.org/10.1007/s10661-014-4197-4 >

Sénéchal S., Grassi G. « Logistic management of wood pellets: Data collection on transportation, storage and delivery management ». *Eubia* [En ligne]. 2009. Disponible sur : < www.pelletsatlas.info >

Sgroi F., Di Trapani A. M., Foderà M., Testa R., Tudisca S. « Economic assessment of Eucalyptus (spp.) for biomass production as alternative crop in Southern Italy ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [En ligne]. 2015. Vol. 44, p. 614‑619. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.032 >

Sikarwar V. S., Zhao M., Fennell P. S., Shah N., Anthony E. J. « Progress in biofuel production from gasification ». *Progress in Energy and Combustion Science* [En ligne]. 2017. Vol. 61, p. 189‑248. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.pecs.2017.04.001 >

Skarlis S., Kondili E., Kaldellis J. K. « Small-scale biodiesel production economics: A case study focus on Crete Island ». *Journal of Cleaner Production* [En ligne]. 2012. Vol. 20, n°1, p. 20‑25. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2011.08.011 >

Smeets E., Faaij A., Lewandowski I. « A quickscan of global bio-energy potentials to 2050 An analysis of the regional availability of biomass resources for export in relation to the underlying factors ». *Bio-EnergyTrade* [En ligne]. 2004. n°March, p. 0‑121. Disponible sur : < http://www.riaed.net/IMG/pdf/A_quickscan_of_global_bioenergy_potentials_to_2050.pdf >

Smeets E. M. W., Faaij A. P. C. « Bioenergy potentials from forestry in 2050: An assessment of the drivers that determine the potentials ». *Climatic Change* [En ligne]. 2007. Vol. 81, p. 353‑390. Disponible sur : < https://doi.org/10.1007/s10584-006-9163-x >

Smeets E. M. W., Faaij A. P. C., Lewandowski I. M., Turkenburg W. C. « A bottom-up assessment and review of global bio-energy potentials to 2050 ». *Progress in Energy and Combustion Science* [En

ligne]. 2007. Vol. 33, p. 56‑106. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.pecs.2006.08.001 >

State Forestry Administration of the People's Republic of China. « Forest Resources in China ». In : *The 8th National Forest Inventory* [En ligne]. [s.l.] : [s.n.], [s.d.]. Disponible sur : < http://english.forestry.gov.cn/index.php/information-services/forest-resources/2-forest-resources-in-china > (consulté le 1 février 2016)

Statistics Estonia. « In 2016, the average monthly gross wages and salaries were 1,146 euros ». [s.l.] : [s.n.], [s.d.]. Disponible sur : < http://www.stat.ee/news-release-2017-024 > (consulté le 16 juin 2017)

Steen R. J. W. *Beef cattle feeding and nutrition* [En ligne]. [s.l.] : [s.n.], 1996. 42 p. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/S0160-9327(96)90073-3 >ISBN : 9780125520522.

Stolarski M. J., Rosenqvist H., Krzyżaniak M., Szczukowski S., Tworkowski J., Gołaszewski J., Olba-Zięty E. « Economic comparison of growing different willow cultivars ». *Biomass and Bioenergy* [En ligne]. 2015. Vol. 81, n°2015, p. 210‑215. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2015.07.002 >

Su Y., Zhang P., Su Y. « An overview of biofuels policies and industrialization in the major biofuel producing countries ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [En ligne]. 2015. Vol. 50, p. 991‑1003. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.032 >

Substitution F., Change T., Introduction I. « Factor Substitution and Technical Change in Bangladesh Agriculture ». 2012. Vol. XXXV, n°4,.

Suisse Office fédérale de la Statistique. « Evolution des salaires 2016 ». [s.l.] : [s.n.], [s.d.]. Disponible sur : < https://www.bfs.admin.ch/bfs/fr/home/statistiques/travail-remuneration/salaires-revenus-cout-travail/evolution-salaires.gnpdetail.2017-0302.html > (consulté le 16 juin 2017)

Sultana A., Kumar A., Harfield D. « Development of agri-pellet production cost and optimum size ». *Bioresource Technology* [En ligne]. 2010. Vol. 101, n°14, p. 5609‑5621. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.biortech.2010.02.011 >

Sun Q., Li H., Yan J., Liu L., Yu Z., Yu X. « Selection of appropriate biogas upgrading technology-a review of biogas cleaning, upgrading and utilisation ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [En ligne]. 2015. Vol. 51, p. 521‑532. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.06.029 >

Swanson R. M., Platon A., Satrio J. A., Brown R. C. « Techno-economic analysis of biomass-to-liquids production based on gasification ». *Fuel* [En ligne]. 2010. Vol. 89, n°SUPPL. 1, p. S11‑S19. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.fuel.2010.07.027 >

Swanson R. M., Satrio J. a, Brown R. C., Hsu D. D., Platon A. *Techno-Economic Analysis of Biofuels Production Based on Gasification* [En ligne]. [s.l.] : [s.n.], 2010. 11-19 p. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.fuel.2010.07.027 >ISBN : 0016-2361.

TamilNadu Agricultural University. « Cost of Cultivation - Maize ». In : *TNAU Agritech portal* [En ligne]. [s.l.] : [s.n.], [s.d.]. Disponible sur : < http://agritech.tnau.ac.in/agriculture/agri_costofcultivation_maize.html > (consulté le 19 juin 2017)

The Energy and Environment Council (Japan). *Innovative Strategy for Energy and the Environment : Japan*. [s.l.] : [s.n.], 2012.

The National Development and Reform Committee (NDRC. « China's 12th Five Year Plan ». 2011. p. 1062. Disponible sur : < https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004 >

Thompson J. L., Tyner W. E. « Corn stover for bioenergy production: Cost estimates and farmer supply response ». *Biomass and Bioenergy* [En ligne]. 2014. Vol. 62, p. 166‑173. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2013.12.020 >

Thrän D., Fritsche U. R., Hennig C., Rensberg N., Krautz A. « IEA Bioenergy Task 40 : Country Report 2011 for Japan ». 2012. Vol. 2011, n°December 2011, p. 52.

Tillman D. a. « Biomass cofiring: The technology, the experience, the combustion consequences ». *Biomass and Bioenergy* [En ligne]. 2000. Vol. 19, n°6, p. 365‑384. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/S0961-9534(00)00049-0 >

Toluwase S. O., Ekiti A. « Costs and returns analysis of cassava production in Ekiti State , Nigeria ». *Scholarly Journal of Agricultural science* [En ligne]. 2013. Vol. 3, n°10, p. 454‑457. Disponible sur : < http://www.scholarly-journals.com/SJAS >

U.S. EIA. « International Energy Statistics ». [s.l.] : U.S. Energy Information Administration, [s.d.]. Disponible sur : < http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=90&pid=44&aid=8 > (consulté le 4 février 2015a)

U.S. EIA. « Petroleum and Other Liquids ». [s.l.] : U.S. Energy Information Administration, [s.d.]. Disponible sur : < https://www.eia.gov/petroleum/ > (consulté le 25 septembre 2017b)

U.S. EPA. « Renewable Fuel Standard Program (RFS2) Regulatory Impact Analysis ». *Program* [En ligne]. 2010. p. 1109. Disponible sur : < https://doi.org/EPA-420-R-10-006., February 2010 >

Ullah Khan I., Hafiz Dzarfan Othman M., Hashim H., Matsuura T., Ismail A. F., Rezaei-DashtArzhandi M., Wan Azelee I. « Biogas as a renewable energy fuel – A review of biogas upgrading, utilisation and storage ». *Energy Conversion and Management* [En ligne]. 2017. Vol. 150, n°May, p. 277‑294. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.08.035 >

UNFCCC. « Aggregate effect of the intended nationally determined contributions : an update ». 2016. n°May, p. 1‑75.

United Nations. « World Population Prospects : the 2012 Revision ». [s.l.] : [s.n.], 2012. Disponible sur : < http://esa.un.org/wpp/unpp/panel_population.htm > (consulté le 10 février 2015)

United Nations. « World Urbanization Prospects: The 2014 Revision (CD-ROM Edition) ». *Department of Economic and Social Affairs - Population Division, World Urbanization Prospects: The 2014 Revision, CD-ROM Edition* [En ligne]. 2014. p. CD-ROM Edition. Disponible sur : < https://doi.org/10.4054/DemRes.2005.12.9 >

US.EIA. « International Energy Outlook 2017 Overview ». *International Energy Outlook* [En ligne]. 2017. Vol. IEO2017, n°2017, p. 143. Disponible sur : < https://doi.org/www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2016).pdf >

Uslu A., Faaij a. P. C., Bergman P. C. a. « Pre-treatment technologies, and their effect on international bioenergy supply chain logistics. Techno-economic evaluation of torrefaction, fast pyrolysis and pelletisation ». *Energy* [En ligne]. 2008. Vol. 33, n°8, p. 1206‑1223. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.energy.2008.03.007 >

Vivoda V. « Japan's energy security predicament post-Fukushima ». *Energy Policy* [En ligne]. 2012. Vol. 46, p. 135‑143. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.03.044 >

De Vries S. C., Van de Ven G. W. J., Van Ittersum M. K., Giller K. E. « Resource use efficiency and environmental performance of nine major biofuel crops, processed by first-generation conversion

techniques ». *Biomass and Bioenergy* [En ligne]. 2010. Vol. 34, n°5, p. 588‑601. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2010.01.001 >

Van Vuuren D. P., Van Vliet J., Stehfest E. « Future bio-energy potential under various natural constraints ». *Energy Policy* [En ligne]. 2009. Vol. 37, n°11, p. 4220‑4230. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.05.029 >

Wang H., Male J., Wang Y. « Recent advances in hydrotreating of pyrolysis bio-oil and its oxygen-containing model compounds ». *ACS Catalysis* [En ligne]. 2013. Vol. 3, n°5, p. 1047‑1070. Disponible sur : < https://doi.org/10.1021/cs400069z >

Wang J. « Decentralized Biogas Technology of Anaerobic Digestion and Farm Ecosystem: Opportunities and Challenges ». *Frontiers in Energy Research* [En ligne]. 2014. Vol. 2, n°March, p. 10. Disponible sur : < https://doi.org/10.3389/fenrg.2014.00010 >

Wang X., Yamauchi F., Huang J. « Rising wages, mechanization, and the substitution between capital and labor: Evidence from small scale farm system in China ». *Agricultural Economics (United Kingdom)* [En ligne]. 2016. Vol. 47, n°3, p. 309‑317. Disponible sur : < https://doi.org/10.1111/agec.12231 >

WBGU. *Kassensturz für den Weltklimavertrag: Der Budgetansatz* [En ligne]. [s.l.] : [s.n.], 2009. 58 S. p. Disponible sur : < http://www.wbgu.de/wbgu_sn2009.pdf >ISBN : 9783936191264.

Van der Werf E. « Production functions for climate policy modeling: An empirical analysis ». *Energy Economics* [En ligne]. 2008. Vol. 30, n°6, p. 2964‑2979. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.eneco.2008.05.008 >

Winchester N., Reilly J. M. « The feasibility, costs, and environmental implications of large-scale biomass energy ». *Energy Economics* [En ligne]. 2015. Vol. 51, p. 188‑203. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.eneco.2015.06.016 >

De Wit M., Faaij A. « European biomass resource potential and costs ». *Biomass and Bioenergy* [En ligne]. 2010. Vol. 34, n°2, p. 188‑202. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2009.07.011 >

Wolrd Health Organization. *WHO indoor air quality guidelines: household fuel combustion*. [s.l.] : [s.n.], 2014.

World Bank. « Fossil fuel energy consumption (% of total) ». [s.l.] : [s.n.], [s.d.]. Disponible sur : < http://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.COMM.FO.ZS > (consulté le 3 février 2015)

World Bank. *China Accelerating Household Access to Clean Cooking and Heating* [En ligne]. [s.l.] : [s.n.], 2013. Disponible sur : < http://documents.worldbank.org/curated/en/2013/09/18327984/china-accelerating-household-access-clean-cooking-heating >

World Bank. « Total greenhouse gas emissions (kt of CO2 equivalent) ». [s.l.] : [s.n.], 2010. Disponible sur : < https://data.worldbank.org/indicator/EN.ATM.GHGT.KT.CE?end=2010&start=1970&year_high_desc=true > (consulté le 23 octobre 2017)

World Energy Council. « World Energy Resources Bioenergy 2016 ». 2016. p. 60. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/0165-232X(80)90063-4 >

Worley M., Yale J. « Biomass Gasification Technology Assessment Consolidated Report Biomass

Gasification Technology Assessment Consolidated Report ». 2012. n°November,.

Wright M. M., Daugaard D. E., Satrio J. A., Brown R. C. « Techno-economic analysis of biomass fast pyrolysis to transportation fuels ». *Fuel* [En ligne]. novembre 2010. Vol. 89, p. S2‑S10. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.fuel.2010.07.029 > (consulté le 1 août 2017)

Wu C. Z., Yin X. L., Yuan Z. H., Zhou Z. Q., Zhuang X. S. « The development of bioenergy technology in China ». *Energy* [En ligne]. 2010. Vol. 35, p. 4445‑4450. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.04.006 >

Wu K. « China's energy security: Oil and gas ». *Energy Policy* [En ligne]. 2014. Vol. 73, p. 4‑11. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.05.040 >

Yamamoto H., Yamaji K., Fujino J. « Evaluation of bioenergy resources with a global land use and energy model formulated with SD technique ». *Applied Energy* [En ligne]. 1999. Vol. 63, p. 101‑113. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/S0306-2619(99)00020-3 >

Yang B., Lu Y., Sund J., Donghai S. « The Potential for cellulosic ethanol production in China ». In : *International Symposium on Alcohol Fuels* [En ligne]. San Diego, California, USA : [s.n.], 2005. p. 1‑32. Disponible sur : < http://www.eri.ucr.edu/ISAFXVCD/ISAFXVPP/PoCEPC.pdf >

Yao C., Chen C., Li M. « Analysis of rural residential energy consumption and corresponding carbon emissions in China ». *Energy Policy* [En ligne]. 2012. Vol. 41, p. 445‑450. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.11.005 >

Yoshioka T., Aruga K., Nitami T., Sakai H., Kobayashi H. « A case study on the costs and the fuel consumption of harvesting, transporting, and chipping chains for logging residues in Japan ». *Biomass and Bioenergy* [En ligne]. 2006. Vol. 30, n°4, p. 342‑348. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2005.07.013 >

Zalkuwi J. « Production Cost and Return; Comparative Analysis of Sorghum in India and Nigeria ». *Economics* [En ligne]. 2015. Vol. 4, n°2, p. 18. Disponible sur : < https://doi.org/10.11648/j.eco.20150402.11 >

Zhao X., Liu P. « Focus on bioenergy industry development and energy security in China ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [En ligne]. 2014. Vol. 32, p. 302‑312. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.011 >

Zheng X., Wei C., Qin P., Guo J., Yu Y., Song F., Chen Z. « Characteristics of residential energy consumption in China: Findings from a household survey ». *Energy Policy* [En ligne]. 2014. Vol. 75, p. 126‑135. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.07.016 >

Zhou A., Thomson E. « The development of biofuels in Asia ». *Applied Energy* [En ligne]. 2009. Vol. 86, n°December 2007, p. S11‑S20. Disponible sur : < https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.04.028 >

« Fischer-Tropsch Synthesis ». In : *Comprehensive Organic Name Reactions and Reagents* [En ligne]. Hoboken, NJ, USA : John Wiley & Sons, Inc., 2010. Disponible sur : < https://doi.org/10.1002/9780470638859.conrr240 >

ANNEXES

Annexe 1 : Agrégats régionaux de la FAO

Annexe 2 : Potentiel d'irrigation

Annexe 3 : Calibration des cultures énergétiques

Tableau A3.0.1. Production minimale des cultures énergétiques en 2010

Tableau A3.0.2. Production maximale des commodités agricoles en 2010

Annexe 4 : Potentiel de la biomasse

Tableau A4.0.1. Potentiel de la biomasse (scénario LO)

Tableau A4.0.2. Potentiel de la biomasse (scénario MIDLO)

Tableau A4.0.3. Pontentiel dela biomasse (scénario MIDHI)

Annexe 1 : Agrégats régionaux de la FAO

Latin America and the Caribbean			
Argentina	Dominican Rep.	Honduras	Peru
Bolivia (Plurinational State of)	Ecuador	Jamaica	Suriname
Brazil	El Salvador	Mexico	Trinidad and Tobago
Chile	Guatemala	Nicaragua	Uruguay
Colombia	Guyana	Panama	Venezuela (Bolivarian Republic of)
Costa Rica	Haiti	Paraguay	
Cuba			

Sub-Saharan Africa			
Angola	Dem. Rep. of the Congo	Madagascar	Senegal
Benin	Eritrea	Malawi	Sierra Leone
Botswana	Ethiopia	Mali	Somalia
Burkina Faso	Gabon	Mauritania	Sudan
Burundi	Gambia	Mauritius	Swaziland
Cameroon	Ghana	Mozambique	Togo
Central African Rep.	Guinea	Namibia	Uganda
Chad	Kenya	Niger	United Rep. of Tanzania
Congo	Lesotho	Nigeria	Zambia
Côte d'Ivoire	Liberia	Rwanda	Zimbabwe

Near East/North Africa			
Afghanistan	Iraq	Morocco	Turkey
Algeria	Jordan	Saudi Arabia	Yemen
Egypt	Lebanon	Syrian Arab Rep.	
Iran, Islamic Rep.	Libya	Tunisia	

South Asia		
Bangladesh	Nepal	Sri Lanka
India	Pakistan	

East Asia			
Cambodia	Indonesia	Myanmar	Thailand
China	Lao People's Dem. Rep.	Philippines	Viet Nam
China, Hong Kong SAR	Malaysia	Rep. of Korea	
Dem. Rep. of Korea	Mongolia		

Developed countries		
	European Union *	
Australia	Austria	Latvia
Canada	Belgium	Lithuania
Israel	Bulgaria	Luxembourg
Japan	Cyprus	Malta
New Zealand	Czech Republic	Netherlands
Russian Federation	Denmark	Poland
South Africa	Estonia	Portugal
United States of America	Finland	Romania
	France	Slovakia
	Germany	Slovenia
	Greece	Spain
	Hungary	Sweden
	Ireland	United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland
	Italy	
Other Western Europe*	Other Eastern Europe*	Central Asia*
Iceland	Albania	Armenia
Norway	Belarus	Azerbaijan
Switzerland	Bosnia and Herzegovina	Georgia
	Croatia	Kazakhstan
	Montenegro	Kyrgyzstan
	Republic of Moldova	Tajikistan
	Serbia	Turkmenistan
	The former Yugoslav Rep. of Macedonia	Ukraine
		Uzbekistan

Annexe 2 : Potentiel d'irrigation

Pays	Type	Year	Surface (1000 Ha)
Afghanistan	Area equipped for irrigation: total	2002	3208
Afghanistan	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2011	1896
Albania	Area equipped for irrigation: total	2013	337.6
Albania	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2013	205.3
Algeria	Irrigation potential	2015	1300
Algeria	Area equipped for irrigation: total	2012	1230
Algeria	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2012	1065
Andorra	Area equipped for irrigation: total	2000	0.15
Andorra	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2000	0.15
Angola	Irrigation potential	2013	3700
Angola	Area equipped for irrigation: total	2005	85.53
Angola	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2005	11.52
Antigua and Barbuda	Area equipped for irrigation: total	2014	0.3845
Antigua and Barbuda	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2014	0.3845
Argentina	Irrigation potential	2013	16000
Argentina	Area equipped for irrigation: total	2011	2357
Argentina	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2011	2162
Armenia	Irrigation potential	2013	666
Armenia	Area equipped for irrigation: total	2006	273.5
Armenia	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2006	176
Australia	Area equipped for irrigation: total	2006	2546
Australia	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2013	2378
Austria	Area equipped for irrigation: total	2013	119.8
Austria	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2013	51.68
Azerbaijan	Irrigation potential	2013	3200
Azerbaijan	Area equipped for irrigation: total	2010	1425
Azerbaijan	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2010	1358
Bahamas	Area equipped for irrigation: total	2012	1
Bahrain	Irrigation potential	2013	4.23
Bahrain	Area equipped for irrigation: total	2001	4.06
Bahrain	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2001	4.06
Bangladesh	Irrigation potential	2013	6933
Bangladesh	Area equipped for irrigation: total	2008	5050
Bangladesh	Area equipped for irrigation: actually irrigated	1989	2738
Barbados	Area equipped for irrigation: total	2005	5.435
Barbados	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2005	5.435
Belarus	Area equipped for irrigation: total	2011	30.6
Belarus	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2014	29.7
Belgium	Area equipped for irrigation: total	2013	19.18
Belgium	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2013	5.74

Belize	Area equipped for irrigation: total	2005	3.548
Belize	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2005	3.548
Benin	Irrigation potential	2013	322
Benin	Area equipped for irrigation: total	2008	23.04
Benin	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2008	17.2
Bhutan	Area equipped for irrigation: total	2010	31.91
Bhutan	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2007	27.68
Bolivia (Plurinational State of)	Irrigation potential	2013	4500
Bolivia (Plurinational State of)	Area equipped for irrigation: total	2011	297.2
Bolivia (Plurinational State of)	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2011	297.2
Bosnia and Herzegovina	Area equipped for irrigation: total	2000	3
Botswana	Irrigation potential	2013	13
Botswana	Area equipped for irrigation: total	2002	1.439
Botswana	Area equipped for irrigation: actually irrigated	1992	1.381
Brazil	Irrigation potential	2013	29350
Brazil	Area equipped for irrigation: total	2010	5400
Brazil	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2006	4454
Brunei Darussalam	Area equipped for irrigation: total	1995	1
Brunei Darussalam	Area equipped for irrigation: actually irrigated	1995	0.63
Bulgaria	Area equipped for irrigation: total	2013	115.5
Bulgaria	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2011	40.51
Burkina Faso	Irrigation potential	2013	165
Burkina Faso	Area equipped for irrigation: total	2011	54.27
Burkina Faso	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2011	46.13
Burundi	Irrigation potential	2013	215
Burundi	Area equipped for irrigation: total	2000	21.43
Cabo Verde	Area equipped for irrigation: total	2004	3.476
Cabo Verde	Area equipped for irrigation: actually irrigated	1997	1.821
Cambodia	Area equipped for irrigation: total	2006	353.6
Cambodia	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2006	317.2
Cameroon	Irrigation potential	2013	290
Cameroon	Area equipped for irrigation: total	2000	25.65
Canada	Area equipped for irrigation: total	2006	1218
Canada	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2006	846
Central African Republic	Irrigation potential	2013	1900
Central African Republic	Area equipped for irrigation: total	1987	0.135
Central African Republic	Area equipped for irrigation: actually irrigated	1987	0.069
Chad	Irrigation potential	2013	335
Chad	Area equipped for irrigation: total	2002	30.27
Chad	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2002	26.2
Chile	Irrigation potential	2013	2500

Chile	Area equipped for irrigation: total	2007	1109
Chile	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2007	1094
China	Irrigation potential	2013	70000
China	Area equipped for irrigation: total	2013	69863
China	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2013	58449
Colombia	Irrigation potential	2013	7600
Colombia	Area equipped for irrigation: total	2011	1087
Colombia	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2011	394
Comoros	Irrigation potential	2013	0.3
Comoros	Area equipped for irrigation: total	1987	0.13
Comoros	Area equipped for irrigation: actually irrigated	1987	0.085
Congo	Irrigation potential	2013	340
Congo	Area equipped for irrigation: total	1993	2
Costa Rica	Irrigation potential	2013	430
Costa Rica	Area equipped for irrigation: total	2013	101.5
Costa Rica	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2013	101.5
Côte d'Ivoire	Irrigation potential	2013	475
Côte d'Ivoire	Area equipped for irrigation: total	1994	72.75
Côte d'Ivoire	Area equipped for irrigation: actually irrigated	1994	66.93
Croatia	Area equipped for irrigation: total	2013	25.87
Croatia	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2013	13.43
Cuba	Irrigation potential	2013	2700
Cuba	Area equipped for irrigation: total	2012	557.6
Cuba	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2012	491.8
Cyprus	Area equipped for irrigation: total	2005	55.46
Cyprus	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2005	45.42
Czechia	Area equipped for irrigation: total	2013	34.07
Czechia	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2013	17.84
Democratic People's Republic of Korea	Area equipped for irrigation: total	1995	1460
Democratic Republic of the Congo	Irrigation potential	2013	7000
Democratic Republic of the Congo	Area equipped for irrigation: total	1995	10.5
Democratic Republic of the Congo	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2000	7.3
Denmark	Area equipped for irrigation: total	2013	439
Denmark	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2013	242
Djibouti	Irrigation potential	2013	2.4
Djibouti	Area equipped for irrigation: total	1999	1.012
Djibouti	Area equipped for irrigation: actually irrigated	1999	0.388
Dominica	Area equipped for irrigation: total	2010	0.2
Dominican Republic	Irrigation potential	2013	710
Dominican Republic	Area equipped for irrigation: total	2009	306.5
Dominican Republic	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2004	216.2

Ecuador	Irrigation potential	2013	3136
Ecuador	Area equipped for irrigation: total	2010	1500
Ecuador	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2010	942
Egypt	Irrigation potential	2013	4420
Egypt	Area equipped for irrigation: total	2010	3610
Egypt	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2002	3422
El Salvador	Irrigation potential	2013	200
El Salvador	Area equipped for irrigation: total	2012	45.23
El Salvador	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2012	33.84
Equatorial Guinea	Irrigation potential	2013	30
Eritrea	Irrigation potential	2013	187.5
Eritrea	Area equipped for irrigation: total	1993	21.59
Eritrea	Area equipped for irrigation: actually irrigated	1993	13.49
Estonia	Irrigation potential	2013	150
Estonia	Area equipped for irrigation: total	2010	0.458
Estonia	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2010	0.326
Ethiopia	Irrigation potential	2013	2700
Ethiopia	Area equipped for irrigation: total	2015	858.3
Fiji	Area equipped for irrigation: total	2003	4
Fiji	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2003	4
Finland	Area equipped for irrigation: total	2013	102.1
Finland	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2010	15.02
France	Area equipped for irrigation: total	2013	2811
France	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2013	1424
Gabon	Irrigation potential	2013	440
Gabon	Area equipped for irrigation: total	1987	4.45
Gambia	Irrigation potential	2013	80
Gambia	Area equipped for irrigation: total	2011	5
Gambia	Area equipped for irrigation: actually irrigated	1991	1.08
Georgia	Irrigation potential	2013	725
Georgia	Area equipped for irrigation: total	2007	432.8
Georgia	Area equipped for irrigation: actually irrigated	1996	273.8
Germany	Area equipped for irrigation: total	2010	639
Germany	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2010	372.8
Ghana	Irrigation potential	2013	1900
Ghana	Area equipped for irrigation: total	2000	30.9
Ghana	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2010	30.27
Greece	Area equipped for irrigation: total	2013	1517
Greece	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2013	1165
Grenada	Irrigation potential	2013	0.894
Grenada	Area equipped for irrigation: total	2008	0.365
Grenada	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2008	0.365
Guatemala	Irrigation potential	2013	2620

Guatemala	Area equipped for irrigation: total	2012	337.5
Guatemala	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2003	312.1
Guinea	Irrigation potential	2013	520
Guinea	Area equipped for irrigation: total	2001	94.92
Guinea	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2001	94.91
Guinea-Bissau	Irrigation potential	2013	281.3
Guinea-Bissau	Area equipped for irrigation: total	1996	22.56
Guinea-Bissau	Area equipped for irrigation: actually irrigated	1996	22.56
Guyana	Area equipped for irrigation: total	2012	143
Guyana	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2010	127.5
Haiti	Irrigation potential	2013	143
Haiti	Area equipped for irrigation: total	2009	97
Haiti	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2013	80
Honduras	Irrigation potential	2013	500
Honduras	Area equipped for irrigation: total	2009	89.7
Honduras	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2005	81.63
Hungary	Area equipped for irrigation: total	2014	184.8
Hungary	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2014	99.32
India	Irrigation potential	2013	139500
India	Area equipped for irrigation: total	2013	70400
India	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2013	66103
Indonesia	Irrigation potential	2013	10886
Indonesia	Area equipped for irrigation: total	2005	6722
Iran (Islamic Republic of)	Irrigation potential	2013	15000
Iran (Islamic Republic of)	Area equipped for irrigation: total	2009	8700
Iran (Islamic Republic of)	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2006	6423
Iraq	Irrigation potential	2013	5554
Iraq	Area equipped for irrigation: total	1990	3525
Iraq	Area equipped for irrigation: actually irrigated	1990	1935
Ireland	Area equipped for irrigation: total	1998	1.1
Ireland	Area equipped for irrigation: actually irrigated	1998	1.1
Israel	Area equipped for irrigation: total	2004	225
Israel	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2006	181.5
Italy	Area equipped for irrigation: total	2013	4004
Italy	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2013	2866
Jamaica	Irrigation potential	2013	188
Jamaica	Area equipped for irrigation: total	2010	30.68
Jamaica	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2010	30.68
Japan	Area equipped for irrigation: total	2010	2500
Japan	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2006	2600
Jordan	Irrigation potential	2013	85
Jordan	Area equipped for irrigation: total	2006	83.45
Jordan	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2006	76.2

Kazakhstan	Irrigation potential	2013	3768
Kazakhstan	Area equipped for irrigation: total	2010	2066
Kazakhstan	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2010	1265
Kenya	Irrigation potential	2013	353
Kenya	Area equipped for irrigation: total	2010	150.6
Kenya	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2003	97.2
Kuwait	Irrigation potential	2013	25
Kuwait	Area equipped for irrigation: total	2006	10.14
Kuwait	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2006	10.14
Kyrgyzstan	Irrigation potential	2013	2247
Kyrgyzstan	Area equipped for irrigation: total	2012	1023
Kyrgyzstan	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2011	1021
Lao People's Democratic Republic	Irrigation potential	2013	600
Lao People's Democratic Republic	Area equipped for irrigation: total	2005	310
Lao People's Democratic Republic	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2005	270.7
Latvia	Area equipped for irrigation: total	2013	0.63
Latvia	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2013	0.41
Lebanon	Irrigation potential	2013	177.5
Lebanon	Area equipped for irrigation: total	1998	104
Lebanon	Area equipped for irrigation: actually irrigated	1998	90
Lesotho	Irrigation potential	2013	12.5
Lesotho	Area equipped for irrigation: total	1999	2.637
Lesotho	Area equipped for irrigation: actually irrigated	1999	0.067
Liberia	Irrigation potential	2013	600
Liberia	Area equipped for irrigation: total	1987	2.1
Libya	Irrigation potential	2013	40
Libya	Area equipped for irrigation: total	2008	400
Libya	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2000	316
Lithuania	Irrigation potential	2013	200
Lithuania	Area equipped for irrigation: total	2012	4.44
Lithuania	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2013	1.6
Luxembourg	Area equipped for irrigation: total	2007	0
Luxembourg	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2002	0.027
Madagascar	Irrigation potential	2013	1517
Madagascar	Area equipped for irrigation: total	2013	904.8
Madagascar	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2000	550
Malawi	Irrigation potential	2013	161.9
Malawi	Area equipped for irrigation: total	2006	73.5
Malawi	Area equipped for irrigation: actually irrigated	1992	26.9
Malaysia	Irrigation potential	2013	413.7
Malaysia	Area equipped for irrigation: total	2009	380

Maldives	Area equipped for irrigation: total	1998	0
Mali	Irrigation potential	2013	566
Mali	Area equipped for irrigation: total	2011	371.1
Mali	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2000	175.8
Malta	Area equipped for irrigation: total	2013	4.2
Malta	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2013	3.66
Mauritania	Irrigation potential	2013	250
Mauritania	Area equipped for irrigation: total	2004	45.01
Mauritania	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2004	22.84
Mauritius	Irrigation potential	2013	33
Mauritius	Area equipped for irrigation: total	2002	21.22
Mauritius	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2002	20.8
Mexico	Irrigation potential	2013	9766
Mexico	Area equipped for irrigation: total	2009	6460
Mexico	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2007	5439
Mongolia	Irrigation potential	2013	518
Mongolia	Area equipped for irrigation: total	1993	84.3
Mongolia	Area equipped for irrigation: actually irrigated	1993	62.9
Montenegro	Area equipped for irrigation: total	2010	2.412
Morocco	Irrigation potential	2013	1664
Morocco	Area equipped for irrigation: total	2011	1520
Morocco	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2004	1448
Mozambique	Irrigation potential	2013	3072
Mozambique	Area equipped for irrigation: total	2010	118.1
Mozambique	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2010	62
Myanmar	Irrigation potential	2013	10500
Myanmar	Area equipped for irrigation: total	2004	2110
Myanmar	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2004	2110
Namibia	Irrigation potential	2013	47.3
Namibia	Area equipped for irrigation: total	2002	7.573
Namibia	Area equipped for irrigation: actually irrigated	1992	6.14
Nepal	Irrigation potential	2013	2178
Nepal	Area equipped for irrigation: total	2014	1369
Netherlands	Area equipped for irrigation: total	2013	499.4
Netherlands	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2013	101.8
New Zealand	Area equipped for irrigation: total	2007	619.3
New Zealand	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2007	509
Nicaragua	Irrigation potential	2013	365.1
Nicaragua	Area equipped for irrigation: total	2011	199.1
Nicaragua	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2011	144.1
Niger	Irrigation potential	2013	270
Niger	Area equipped for irrigation: total	2011	99.89
Niger	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2010	87.87

Nigeria	Irrigation potential	2013	2331
Nigeria	Area equipped for irrigation: total	2010	325.1
Nigeria	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2004	218.8
Norway	Area equipped for irrigation: total	2013	88.91
Norway	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2013	19.45
Occupied Palestinian Territory	Irrigation potential	1997	80
Occupied Palestinian Territory	Area equipped for irrigation: total	2003	24
Oman	Area equipped for irrigation: total	2004	58.85
Oman	Area equipped for irrigation: actually irrigated	1993	61.55
Pakistan	Irrigation potential	2013	21300
Pakistan	Area equipped for irrigation: total	2008	19990
Panama	Irrigation potential	2013	187
Panama	Area equipped for irrigation: total	2009	32.14
Panama	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2009	32.14
Papua New Guinea	Irrigation potential	2013	36
Papua New Guinea	Area equipped for irrigation: total	1997	0
Paraguay	Area equipped for irrigation: total	2012	136.2
Paraguay	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2012	136.2
Peru	Irrigation potential	2013	6411
Peru	Area equipped for irrigation: total	2012	2580
Peru	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2012	1808
Philippines	Irrigation potential	2013	3126
Philippines	Area equipped for irrigation: total	2006	1879
Philippines	Area equipped for irrigation: actually irrigated	1993	1471
Poland	Area equipped for irrigation: total	2013	75.81
Poland	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2013	45.55
Portugal	Area equipped for irrigation: total	2007	583.7
Portugal	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2007	421.5
Puerto Rico	Area equipped for irrigation: total	2005	22.04
Puerto Rico	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2007	15.78
Qatar	Irrigation potential	2013	52.13
Qatar	Area equipped for irrigation: total	2001	12.94
Qatar	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2004	6.322
Republic of Korea	Irrigation potential	2013	1782
Republic of Korea	Area equipped for irrigation: total	2009	806.5
Republic of Korea	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2009	806.5
Republic of Moldova	Irrigation potential	2013	1500
Republic of Moldova	Area equipped for irrigation: total	2014	228.3
Republic of Moldova	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2010	26.1
Romania	Irrigation potential	2013	5500
Romania	Area equipped for irrigation: total	2013	230.4
Romania	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2013	152.8

Russian Federation	Irrigation potential	2013	29000
Russian Federation	Area equipped for irrigation: total	2006	2375
Russian Federation	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2006	938.9
Rwanda	Irrigation potential	2013	165
Rwanda	Area equipped for irrigation: total	2007	9.625
Rwanda	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2008	7.94
Saint Kitts and Nevis	Irrigation potential	2013	0.2
Saint Kitts and Nevis	Area equipped for irrigation: total	2012	0.025
Saint Lucia	Area equipped for irrigation: total	2007	3
Saint Vincent and the Grenadines	Irrigation potential	2003	0.655
Saint Vincent and the Grenadines	Area equipped for irrigation: total	2003	0.478
Saint Vincent and the Grenadines	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2014	0
Sao Tome and Principe	Irrigation potential	2013	10.7
Sao Tome and Principe	Area equipped for irrigation: total	1991	9.7
Saudi Arabia	Area equipped for irrigation: total	2004	1620
Saudi Arabia	Area equipped for irrigation: actually irrigated	1999	1191
Senegal	Irrigation potential	2013	409
Senegal	Area equipped for irrigation: total	2002	119.7
Senegal	Area equipped for irrigation: actually irrigated	1997	69
Serbia	Area equipped for irrigation: total	2011	91.96
Serbia	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2011	34.17
Seychelles	Irrigation potential	2013	1
Seychelles	Area equipped for irrigation: total	2003	0.26
Seychelles	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2003	0.2
Sierra Leone	Irrigation potential	2013	807
Sierra Leone	Area equipped for irrigation: total	1992	29.36
Slovakia	Area equipped for irrigation: total	2013	99.64
Slovakia	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2013	24.6
Slovenia	Area equipped for irrigation: total	2010	7.604
Solomon Islands	Area equipped for irrigation: total	2007	0.0354
Solomon Islands	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2007	0.0264
Somalia	Irrigation potential	2013	240
Somalia	Area equipped for irrigation: total	2003	200
Somalia	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2000	65
South Africa	Area equipped for irrigation: total	2012	1670
South Africa	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2000	1498
South Sudan	Irrigation potential	2011	1500
South Sudan	Area equipped for irrigation: total	2011	38.1
Spain	Area equipped for irrigation: total	2012	3923
Spain	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2012	3504
Sri Lanka	Irrigation potential	2013	570

Sri Lanka	Area equipped for irrigation: total	2006	570
Sri Lanka	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2006	462.5
Sudan	Irrigation potential	2011	2500
Sudan	Area equipped for irrigation: total	2011	1852
Suriname	Area equipped for irrigation: total	2011	57
Suriname	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2011	57
Swaziland	Irrigation potential	2013	93.22
Swaziland	Area equipped for irrigation: total	2000	49.85
Swaziland	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2002	44.84
Sweden	Area equipped for irrigation: total	2013	155.5
Sweden	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2013	51.87
Switzerland	Area equipped for irrigation: total	2010	61
Switzerland	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2010	36.18
Syrian Arab Republic	Area equipped for irrigation: total	2010	1341
Syrian Arab Republic	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2000	1210
Tajikistan	Irrigation potential	2013	1580
Tajikistan	Area equipped for irrigation: total	2009	742.1
Tajikistan	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2008	674.4
Thailand	Irrigation potential	2013	12245
Thailand	Area equipped for irrigation: total	2007	6415
Thailand	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2007	5060
The former Yugoslav Republic of Macedonia	Area equipped for irrigation: total	2004	127.8
Timor-Leste	Area equipped for irrigation: total	2002	34.65
Timor-Leste	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2002	28.91
Togo	Irrigation potential	2013	180
Togo	Area equipped for irrigation: total	1996	7.3
Togo	Area equipped for irrigation: actually irrigated	1996	6.247
Trinidad and Tobago	Irrigation potential	2013	30
Trinidad and Tobago	Area equipped for irrigation: total	2004	7
Trinidad and Tobago	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2012	5
Tunisia	Irrigation potential	2013	560
Tunisia	Area equipped for irrigation: total	2012	486.6
Tunisia	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2006	405
Turkey	Irrigation potential	2013	8500
Turkey	Area equipped for irrigation: total	2012	5340
Turkey	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2008	5280
Turkmenistan	Irrigation potential	2013	2353
Turkmenistan	Area equipped for irrigation: total	2006	1991
Turkmenistan	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2006	1991
Uganda	Irrigation potential	2013	90
Uganda	Area equipped for irrigation: total	2012	11.14
Uganda	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2013	10.58
Ukraine	Irrigation potential	2013	5500

Ukraine	Area equipped for irrigation: total	2014	2166
Ukraine	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2014	310
United Arab Emirates	Area equipped for irrigation: total	2010	92
United Arab Emirates	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2010	76
United Kingdom	Area equipped for irrigation: total	2005	228
United Kingdom	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2013	49.13
United Republic of Tanzania	Irrigation potential	2013	2132
United Republic of Tanzania	Area equipped for irrigation: total	2013	363.5
United States of America	Area equipped for irrigation: total	2012	26708
United States of America	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2012	22590
Uruguay	Irrigation potential	2013	1760
Uruguay	Area equipped for irrigation: total	2011	238
Uruguay	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2011	238
Uzbekistan	Irrigation potential	2013	4915
Uzbekistan	Area equipped for irrigation: total	2005	4198
Uzbekistan	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2005	3700
Venezuela (Bolivarian Republic of)	Irrigation potential	2013	2000
Venezuela (Bolivarian Republic of)	Area equipped for irrigation: total	2008	1055
Venezuela (Bolivarian Republic of)	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2008	978.8
Viet Nam	Irrigation potential	2013	9400
Viet Nam	Area equipped for irrigation: total	2005	4585
Viet Nam	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2005	4585
Yemen	Area equipped for irrigation: total	2004	680.1
Zambia	Irrigation potential	2013	523
Zambia	Area equipped for irrigation: total	2002	155.9
Zambia	Area equipped for irrigation: actually irrigated	2002	155.9
Zimbabwe	Irrigation potential	2013	365.6
Zimbabwe	Area equipped for irrigation: total	2014	175
Zimbabwe	Area equipped for irrigation: actually irrigated	1999	123.9

Annexe 3 : Calibration des cultures énergétiques

Tableau A3.0.1. Production minimale des cultures énergétiques en 2010

Unité : kt	Blé	D'autres céréales	Betterave	Canne à sucre	Huile végétale
AFR	0.0	89.2	0.0	665.1	129.4
AUS	0.0	726.9	0.0	0.0	26.4
CAN	843.7	2,796.7	0.0	0.0	31.9
CHI	0.0	3,871.4	0.0	0.0	0.0
CSA	26.6	760.7	0.0	342,586.2	4,654.7
EEU	258.8	214.0	703.3	0.0	453.0
FSU	843.2	351.4	0.0	0.0	0.0
IND	193.3	175.6	0.0	17.6	216.6
JPN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEA	65.3	35.3	0.0	0.0	8.3
MEX	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ODA	0.0	0.0	0.0	3,990.2	1,609.1
SKO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
USA	0.0	127,492.6	0.0	0.0	606.4
WEU	4,917.8	4,065.1	13,362.1	0.0	8,606.3

Tableau A3.0.2. Production maximale des commodités agricoles en 2010

Unité : kt	Sorghum	Maize	Cassava	Beterave	Cannes à sucre	Huile de coco	Huile de palme	Huile de tournesol	Huile de colza	Huile de soja	Huile d'arachide
AFR	2,993	1,564	3,038	10,126	77,514	6	3,833	252	30	545	24
AUS	40	47	0	0	31,457	0	45	36	20	7	0
CAN	0	1,366	0	549	1	5	72	31	75	65	0
CHI	0	35,262	750	6,195	103,300	0	3,819	470	3,924	7,513	1,211
CSA	32	3,696	2,036	0	816,326	8	1,046	25	57	5,060	0
EEU	0	2,731	0	20,636	0	88	154	290	793	21	1
FSU	0	2,276	0	34,451	0	104	915	649	216	88	0
IND	0	20	0	0	257,218	0	2,274	33	0	1,000	0
JPN	0	0	0	3,090	1,469	12	572	0	0	8	0
MEA	0	233	0	22,052	5,699	6	1,164	349	172	112	0
MEX	0	1,186	0	0	49,360	73	239	0	371	5	
ODA	10	4,746	18,740	68	184,767	276	9,631	221	89	106	0
SKO	0	14	0	0	0	0	335	0	0	0	0
USA	3,821	188,673	0	29,059	23,172	459	1,140	116	696	400	15
WEU	3	6,297	0	88,357	7	432	5,909	647	5,147	560	1

Annexe 4 : Potentiel de la biomasse

Tableau A4.0.1. Potentiel de la biomasse (scénario LO)

	Surface disponible (1000 km2)			Bois (EJ)			Résidus forestiers de transformation (EJ)			Résidus agriocles à la récolte (EJ)			Résidus agricoles de transformation (EJ)			Résidus forestiers de transformation (EJ)		
Year	2030	2050	2100	2030	2050	2100	2030	2050	2100	2030	2050	2100	2030	2050	2100	2030	2050	2100
AFR	37.8	37.2	37.2	7.57	6.85	5.19	0.42	0.61	1.07	5.61	7.68	10.73	0.50	0.66	0.66	0.19	0.27	0.48
AUS	21.0	21.0	21.0	0.60	0.49	0.37	0.20	0.23	0.27	0.32	0.25	0.26	0.04	0.02	0.02	0.10	0.12	0.14
CAN	48.0	48.0	48.0	6.04	5.83	5.57	0.70	0.78	0.87	0.24	0.24	0.26	0.03	0.03	0.03	0.28	0.31	0.35
CHI	4.6	4.6	4.6	5.41	5.45	5.62	0.89	0.84	0.66	2.72	2.78	2.62	1.34	1.35	1.35	0.12	0.12	0.09
CSA	132.4	132.4	132.4	1.19	1.07	1.34	0.98	1.03	0.91	8.31	11.04	11.16	1.12	1.50	1.50	0.35	0.37	0.33
EEU	20.7	20.7	20.7	3.96	4.02	4.17	0.32	0.29	0.24	1.60	1.68	1.52	0.11	0.14	0.14	0.13	0.12	0.10
FSU	11.8	11.8	11.8	7.01	7.19	7.45	0.64	0.58	0.49	2.12	2.37	2.46	0.21	0.22	0.22	0.27	0.24	0.20
IND	6.3	6.3	6.3	5.37	3.22	2.59	0.28	0.31	0.29	3.58	4.62	4.57	1.20	1.40	1.40	0.10	0.11	0.11
JPN	0.0	0.0	0.0	0.42	0.44	0.47	0.09	0.08	0.06	0.05	0.04	0.08	0.05	0.05	0.05	0.03	0.03	0.02
MEA	0.8	0.8	0.8	0.33	0.31	0.33	0.09	0.10	0.09	0.94	1.08	1.23	0.12	0.10	0.10	0.03	0.04	0.03
MEX	0.0	0.0	0.0	0.04	0.04	0.04	0.03	0.03	0.03	0.38	0.40	0.41	0.06	0.06	0.06	0.01	0.01	0.01
ODA	7.1	7.1	7.1	2.05	1.83	1.81	0.55	0.60	0.57	5.34	5.67	5.59	1.36	1.52	1.52	0.18	0.20	0.21
SKO	0.0	0.0	0.0	0.14	0.14	0.15	0.03	0.03	0.03	0.01	0.02	0.03	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01
USA	141.7	141.7	141.7	9.50	9.12	8.49	1.60	1.76	2.03	3.08	3.13	3.25	0.71	0.74	0.74	0.55	0.61	0.70
WEU	40.7	40.7	40.7	4.86	4.75	4.60	1.24	1.29	1.34	1.56	1.69	1.71	0.48	0.44	0.44	0.45	0.47	0.49
Total	472.8	472.2	472.2	54.48	50.72	48.20	8.05	8.56	8.96	35.86	42.70	45.88	7.33	8.23	8.23	2.81	3.03	3.26

Tableau A4.0.2. Potentiel de la biomasse (scénario MIDLO)

	Surface disponible (1000 km2)			Bois (EJ)			Résidus forestiers de transformation (EJ)			Résidus agriocles à la récolte (EJ)			Résidus agricoles de transformation (EJ)			Résidus forestiers de transformation (EJ)		
Year	2030	2050	2100	2030	2050	2100	2030	2050	2100	2030	2050	2100	2030	2050	2100	2030	2050	2100
AFR	2260	1876	1410	7.15	6.47	4.89	0.42	0.61	1.07	5.61	7.68	10.73	0.50	0.66	0.66	0.19	0.27	0.48
AUS	1185	1184	1190	0.60	0.49	0.37	0.20	0.23	0.27	0.32	0.25	0.26	0.04	0.02	0.02	0.10	0.12	0.14
CAN	150	150	150	6.03	5.82	5.57	0.70	0.78	0.87	0.24	0.24	0.26	0.03	0.03	0.03	0.28	0.31	0.35
CHI	948	924	910	5.37	5.41	5.58	0.89	0.84	0.66	2.72	2.78	2.62	1.34	1.35	1.35	0.12	0.12	0.09
CSA	867	657	645	1.13	1.00	1.27	0.98	1.03	0.91	8.31	11.04	11.16	1.12	1.50	1.50	0.35	0.37	0.33
EEU	53	40	42	3.93	3.99	4.15	0.32	0.29	0.24	1.60	1.68	1.52	0.11	0.14	0.14	0.13	0.12	0.10
FSU	881	849	845	6.89	7.07	7.33	0.64	0.58	0.49	2.12	2.37	2.46	0.21	0.22	0.22	0.27	0.24	0.20
IND	54	6	6	5.31	3.22	2.59	0.28	0.31	0.29	3.58	4.62	4.57	1.20	1.40	1.40	0.10	0.11	0.11
JPN	0	0	0	0.42	0.44	0.47	0.09	0.08	0.06	0.05	0.04	0.08	0.05	0.05	0.05	0.03	0.03	0.02
MEA	636	567	574	0.33	0.30	0.32	0.09	0.10	0.09	0.94	1.08	1.23	0.12	0.10	0.10	0.03	0.04	0.03
MEX	237	236	236	0.04	0.04	0.04	0.03	0.03	0.03	0.38	0.40	0.41	0.06	0.06	0.06	0.01	0.01	0.01
ODA	360	287	273	1.98	1.76	1.75	0.55	0.60	0.57	5.34	5.67	5.59	1.36	1.52	1.52	0.18	0.20	0.21
SKO	0	0	0	0.14	0.14	0.15	0.03	0.03	0.03	0.01	0.02	0.03	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01
USA	330	448	459	9.50	9.12	8.49	1.60	1.76	2.03	3.08	3.13	3.25	0.71	0.74	0.74	0.55	0.61	0.70
WEU	149	144	139	4.84	4.73	4.59	1.24	1.29	1.34	1.56	1.69	1.71	0.48	0.44	0.44	0.45	0.47	0.49
Total	8110	7367	6878	53.68	50.00	47.56	8.05	8.56	8.96	35.86	42.70	45.88	7.33	8.23	8.23	2.81	3.03	3.26

Tableau A4.0.3. Pontentiel dela biomasse (scénario MIDHI)

	Surface disponible (1000 km2)			Bois (EJ)			Résidus forestiers de transformation (EJ)			Résidus agriocles à la récolte (EJ)			Résidus agricoles de transformation (EJ)			Résidus forestiers de transformation (EJ)		
Year	2030	2050	2100	2030	2050	2100	2030	2050	2100	2030	2050	2100	2030	2050	2100	2030	2050	2100
AFR	3298	2820	1990	7.2	6.6	5.2	0.4	0.6	1.1	4.8	6.5	8.8	0.4	0.5	0.5	0.2	0.3	0.5
AUS	1383	1369	1341	0.6	0.5	0.4	0.2	0.2	0.3	0.1	0.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1
CAN	317	321	150	6.0	5.8	5.6	0.7	0.8	0.9	0.1	0.1	0.7	0.0	0.0	0.0	0.3	0.3	0.3
CHI	1459	1165	1303	5.4	5.4	5.6	0.9	0.8	0.7	3.3	5.4	4.7	1.0	1.1	1.1	0.1	0.1	0.1
CSA	1442	1371	1371	1.1	1.0	1.3	1.0	1.0	0.9	7.0	6.1	6.5	0.9	0.7	0.7	0.4	0.4	0.3
EEU	91	98	106	3.9	4.0	4.1	0.3	0.3	0.2	1.5	1.4	1.4	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
FSU	1426	1357	1261	6.9	7.1	7.3	0.6	0.6	0.5	1.7	2.1	2.7	0.2	0.2	0.2	0.3	0.2	0.2
IND	525	184	6	5.3	5.2	4.5	0.3	0.3	0.3	4.9	7.7	8.0	2.1	2.3	2.3	0.1	0.1	0.1
JPN	5	6	7	0.4	0.4	0.5	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEA	713	671	712	0.3	0.3	0.3	0.1	0.1	0.1	1.3	1.4	1.4	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0
MEX	308	292	275	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.6	0.7	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0
ODA	847	595	431	2.0	1.8	1.8	0.6	0.6	0.6	6.0	7.2	7.6	1.5	1.9	1.9	0.2	0.2	0.2
SKO	1	1	1	0.1	0.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
USA	912	911	1048	9.5	9.1	8.5	1.6	1.8	2.0	3.4	3.2	2.6	0.6	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7
WEU	315	312	301	4.9	4.7	4.6	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5
Total	13042	11474	10302	53.7	52.2	49.8	8.0	8.6	9.0	35.8	43.3	46.6	7.4	8.2	8.2	2.8	3.0	3.3

VALORISATION DU TRAVAIL DE THESE

Les travaux de thèse ont donné lieu à trois publications dans des revues internationales à comité de lecture :

- Seungwoo Kang, Sandrine Selosse, Nadia Maïzi. *Contribution of global GHG reduction pledges to bioenergy expansion*, *Biomass and Bioenergy*, 2017 (accepté, à paraitre)
- Seungwoo Kang, Sandrine Selosse, Nadia Maïzi. *Is GHG mitigation policy enough to develop bioenergy in Asia: a long-term analysis with TIAM-FR*. *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*, 2017, 14 (1/2), pp.5-31
- Seungwoo Kang, Sandrine Selosse, Nadia Maïzi. *Strategy of bioenergy development in the largest energy consumers of Asia (China, India, Japan and South Korea). Energy Strategy Reviews*, 2015, 8, pp.56-65

Article en préparation :

- Antoine Boubault, Seungwoo Kang, and Nadia Maïzi, *Raw material resources for a low-carbon power generation in a growing world economy to 2100*

Document de travail :

- Seungwoo Kang, Sandrine Selosse and Nadia Maïzi, *Methodological long-term analysis of global bioenergy potential, Working Paper* n° 2016-03-21, Les Cahiers de la Chaire, 2016

Participation à des ouvrages et des projets

Projets ETSAP(*The Energy Technology Systems Analysis Program*) :

- ETSAP-TIAM, GitHub : *platform for collaborative model development*, en collaboration avec TIAM-Reviewer Group, 2017
- ETechDS *database with cooling technology parameters for thermal power plants*, en collaboration avec *Energy research Centre of the Netherlands (ECN), FCT/NOVA University of Lisbon (CENSE) : Update of technology briefs: E01 (Coal-fired power), E02 (gas-fired power), E03 (Nuclear power), E05 (Biomass for HP), E10 (CSP)*, 2017

Projets AIE (Agence Internationale de l'Energie) :

- WEO (*World Energy Outlook*) 2017– Identification des zones de stress pour l'approvisionnement de la bioénergie durable, 2017
- Identification des facteurs décisifs de la consommation de la biomasse dans le secteur résidentiel, 2016
- WEO (*World Energy Outlook*) 2015– Prospective du biocarburant liquide en Inde, 2015

Communications à des colloques, workshops et séminaires

- Seungwoo Kang, Réponse des pays asiatiques face aux engagements climatiques, Journée de la Chaire MPDD 2017, Paris
- Seungwoo Kang, Sandrine Selosse, *Development of the bioenergy supply chain in TIAM-FR, 70th ETSAP Workshop*, 2016, Madrid, Espagne
- Seungwoo Kang, Du global au local ou comment la gouvernance climatique interfère sur les enjeux locaux : les INDCs et leurs implications pour les choix énergétiques (le secteur de la biomasse chez les grands émergents), Journée GRTgaz Chaire MPDD 2016, Paris
- Sandrine Selosse, Seungwoo Kang, Nadia Maïzi. *On the way to a decarbonized world: an analysis of the Paris Climate Agreement with TIAM-FR*. *The 35th Edition of the International Energy Workshop (IEW)*, Juin 2016, Cork Ireland. 2016
- Seungwoo Kang, Sandrine Selosse, Nadia Maïzi. *Contribution of Global CO2 Emissions Pledges to Bioenergy Expansion: a Long-Term Analysis of Bioenergy Sector Using TIAM-FR Model. 24th European Biomass Conference and Exhibition*, Juin 2016, Amsterdam, Pays bas
- Seungwoo Kang, Sandrine Selosse, Nadia Maïzi. *What Development for Bioenergy in Asia: A Long-term Analysis of the Effects of Policy Instruments using TIAM-FR model. P.R. China. IBSCE 2015*, Oct 2015, Shanghai, Chine
- Seungwoo Kang, Sandrine Selosse, Nadia Maïzi. *India's long-term pathways for bioenergy: scenario analysis using TIAM-FR model. EURO2015 - 27th European Conference on Operation Research*, Juillet 2015, Glasgow, Ecosse

Résumé

Face à une préoccupation environnementale croissante, les pays du monde accentuent leurs efforts pour réduire leur dépendance aux ressources fossiles, sources majeures d'émissions de gaz à effet de serre, en les remplaçant par des énergies propres, dont la bioénergie. Dans le contexte induit par l'Accord de Paris et les objectifs d'atténuation du changement climatique, la bioénergie connait une attention croissante dans le monde comme moyen de décarbonation de notre société. Ce travail de thèse se concentre sur les perspectives de développement de la bioénergie en s'attachant à analyser l'évolution de la production de bioénergie au regard des politiques d'incitation, des échanges de ressources biomasses et leur utilisation soutenable à long terme dans un contexte de décarbonation des sociétés. Dans ce contexte d'analyse, ce travail porte également sur une meilleure implémentation de la bioénergie dans notre modèle d'optimisation du système énergétique mondial, TIAM-FR. Ce manuscrit est structuré en quatre chapitres. Le premier chapitre présente le positionnement actuel de la bioénergie, les stratégies mises en œuvre pour son développement et la manière dont cela s'intègre dans notre approche de modélisation. Le deuxième chapitre est consacré à la présentation du développement apporté à la filière de bioénergie dans le modèle TIAM-FR. Le troisième chapitre montre notre travail par rapport à l'évaluation du potentiel de la biomasse. Enfin, le dernier chapitre analyse le rôle futur de la bioénergie dans un contexte de lutte contre le réchauffement climatique, à l'échelle mondiale et par un focus réalisé sur quatre pays asiatiques, la Chine, l'Inde, le Japon et la Corée du Sud.

Mots Clés

Modélisation prospective; Bioénergies; Système énergétique; Politiques climatiques; TIAM-FR

Abstract

With growing concerns about the environment, countries are increasing efforts to reduce their fossil fuel dependency, the major source of greenhouse gas emissions, by replacing them with clean energy sources including bioenergy. In this context induced by the Paris' Agreement and climate change mitigation targets, the bioenergy is being highlighted in the pathway to the decarbonization of our society. The work of this thesis concentrates on the perspectives of bioenergy development aiming to analyze the evolution of bioenergy production in view of policies, global exchange of biomass resources and the sustainable utilization of bioenergy in the long term in a context of decarbonization of societies. In terms of analysis, this thesis focuses also on the better implementation of bioenergy chain in our global energy system optimization model, TIAM-FR. This manuscript is structured in four chapters. The first chapter presents the actual position of bioenergy, bioenergy development strategy as well as the way how they are integrated into our modeling approach. The second chapter is dedicated to present the developments effectuated for the bioenergy chain in the model TIAM-FR. The third chapter shows our work regarding the evaluation of biomass resources potentials. Lastly, the role of bioenergy in the climate change mitigation context has been discussed at a global scale and by a focus on four Asian countries, China, India, Japan and South Korea.

Keywords

Long-term modeling; Bioenergies; Energy system; Climate policy; TIAM-FR