



Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Énergie
CVT - Consortium de Valorisation Thématique

Organisation des filières Biomasse pour l'énergie

Rapport final

Mars 2015

AVERTISSEMENT

La reproduction ou la présentation publique à des fins professionnelles, même partielle par quelque procédé que ce soit, est strictement interdite sans l'autorisation du directeur du CVT Ancre.

*La reproduction de cette étude et/ou le transfert de fichier à des tiers sont interdits en respect du code de la propriété intellectuelle. Cette étude est strictement réservée au **titulaire de la commande**.*

Le titulaire de la commande s'engage à indiquer systématiquement la source « CVT Ancre – Etude : nom de l'étude » sur tout contenu repris du document

SOMMAIRE

Livrable 1 – Typologie des schémas technologiques

**Livrable 2 – État de l’art sur la connaissance des filières
et leur potentiel de développement**

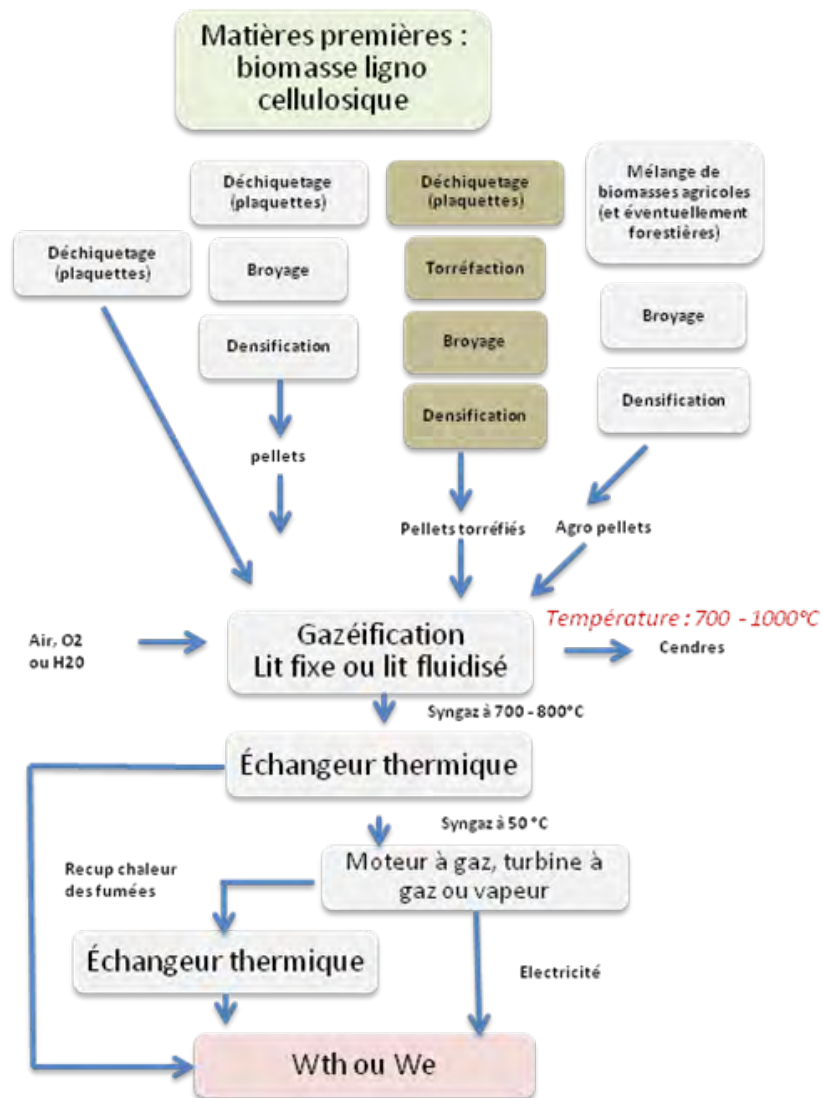
Livrable 3 – Études de cas en France et à l’étranger

Livrable 4 – Synthèse et conclusions

Livrable 1

Typologie des schémas technologiques

- 1. Filière énergétiques**
- 2. Typologie des schémas Technologiques**
- 3. Fiches filière énergétiques**

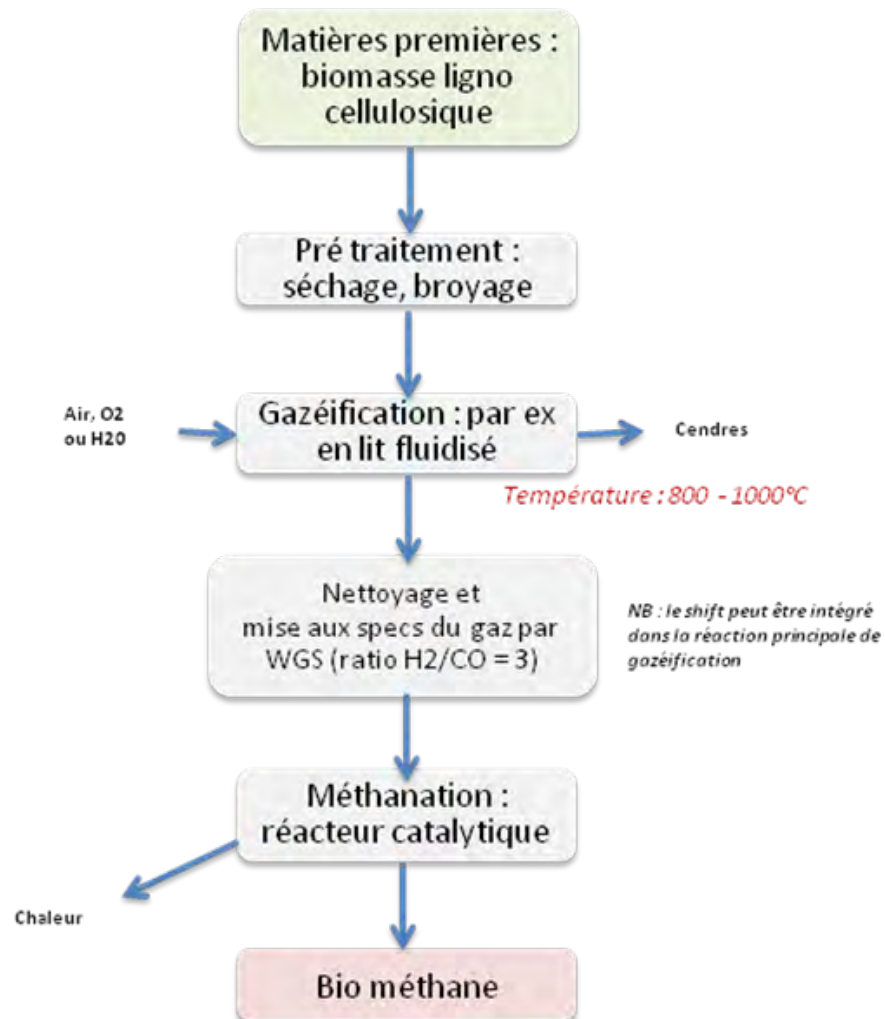


Cogénération biomasse en passant par étape de gazéification (contribution CEA)

- Systèmes de cogénération pour municipalités et industries :
 - De 0.5-5 MWth (10 KT/an) plutôt technologie type lit fixe
 - à 5-50 MWth (100 KT/an) plutôt technologie type lit fluidisé
- Plaquette forestière PCI 15 MJ/kg ou 18 MJ/kg(sec), rendement électrique de 20 à 30%, rendement thermique de 50 à 60%
- Exemples en France : sur des sites industriels (raffinerie sucre dans le Nord de la France), pilote Eneria Moissannes (arrêté)
- Exemple en Autriche : Gussing, lit fluidisé Repotec, tourne depuis > 8 années. 9,5 MWth (rendement thermique de 47%) et 2,2 MWh électrique (rendement électrique de 23%)

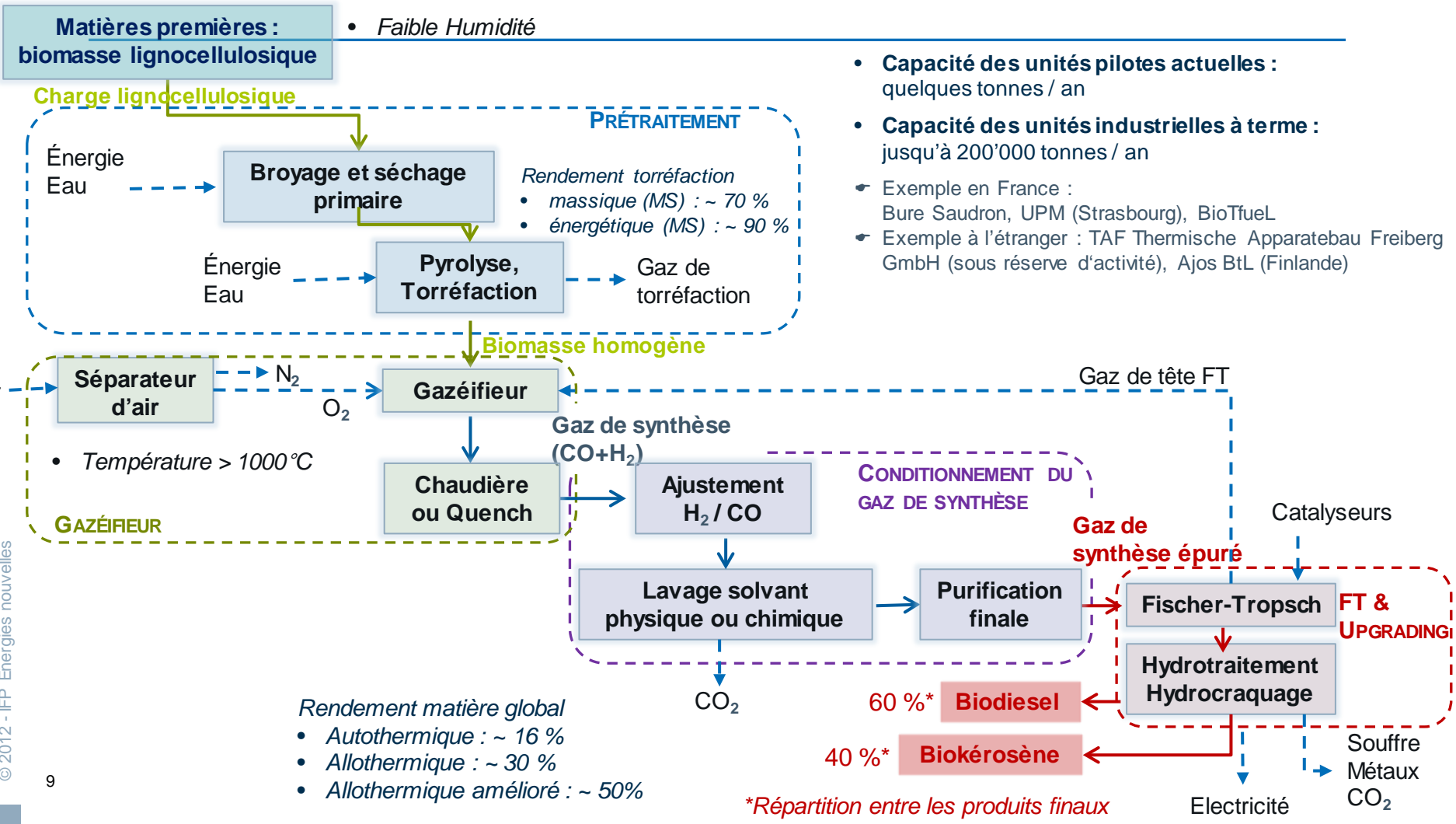
Non mature.
stade R&D

Méthanation (contribution CEA)



- Non mature, stade R&D
- Exemples en France : projet Gaya, qui a choisit la technologie de lit fluidisé Repotec, technologie de gazéifieur la plus mature du marché. Plateforme de R&D en cours de construction par GDF. Visent des unités de 20 à 60 MW de bio méthane, et des rendements énergie > 60%
- Exemple en Autriche : Gussing, lit fluidisé Repotec, tests en méthanation, rendement énergie atteints de 56%
- Projet suédois Gobigas, financé par la Swedish Energy Agency : 20 MW, visent des rendements biomasse to biométhane > 65%, et des rendements énergétiques > 90%

Biomass to Liquids : la voie thermo-chimique de production du biodiesel de 2^{ème} génération (BtL)



- **Capacité des unités pilotes actuelles :** quelques tonnes / an
- **Capacité des unités industrielles à terme :** jusqu'à 200'000 tonnes / an
- Exemple en France : Bure Saudron, UPM (Strasbourg), BioTfuel
- Exemple à l'étranger : TAF Thermische Apparatebau Freiberg GmbH (sous réserve d'activité), Ajos BtL (Finlande)

Chaudières

Matières premières :
wood chips, pailles,
céréales, etc.

- Humidité : 10 à 50 % ww
- Volatiles : 80 % dw
- PCS : 20 MJ / dw

- **Chaudières pour municipalités et industries :**
250 kWth – 45 MWth
(minimum de puissance : 70 kW)
- **Chaudières pour particuliers et petites entreprises :** 4,5 kWth – 400 kWth

Exemple en France : le site du Fond Chaleur ADEME regroupe les différentes initiatives

Chaleur basse température
Énergie
Eau

Prétraitement (mise en forme) :
broyage, ballotage, séchage (20-150°C),
lavage, granulation, mélanges, etc.

Bûches
Pellets
Copeaux
Etc.
Eau

Pyrolyse, carbonisation

Eléments gazeux
(C, H, O, etc.)

Foyer

Gaz Naturel
Air (comburant)

Cendres

fumées

**DeNOx
SNCR**

Urée

**Chaudière (vapeur ou
eau)**

Eau
Retour

Départ

fumées refroidies

**Filtration des
particules**

Cheminée

Rendement thermique brut chaudière :
92 - 92,5 %

- Température : 150 - 600°C
- Rendement énergétique (bûche) : 67 %
- Température : 400 – 1'100°C

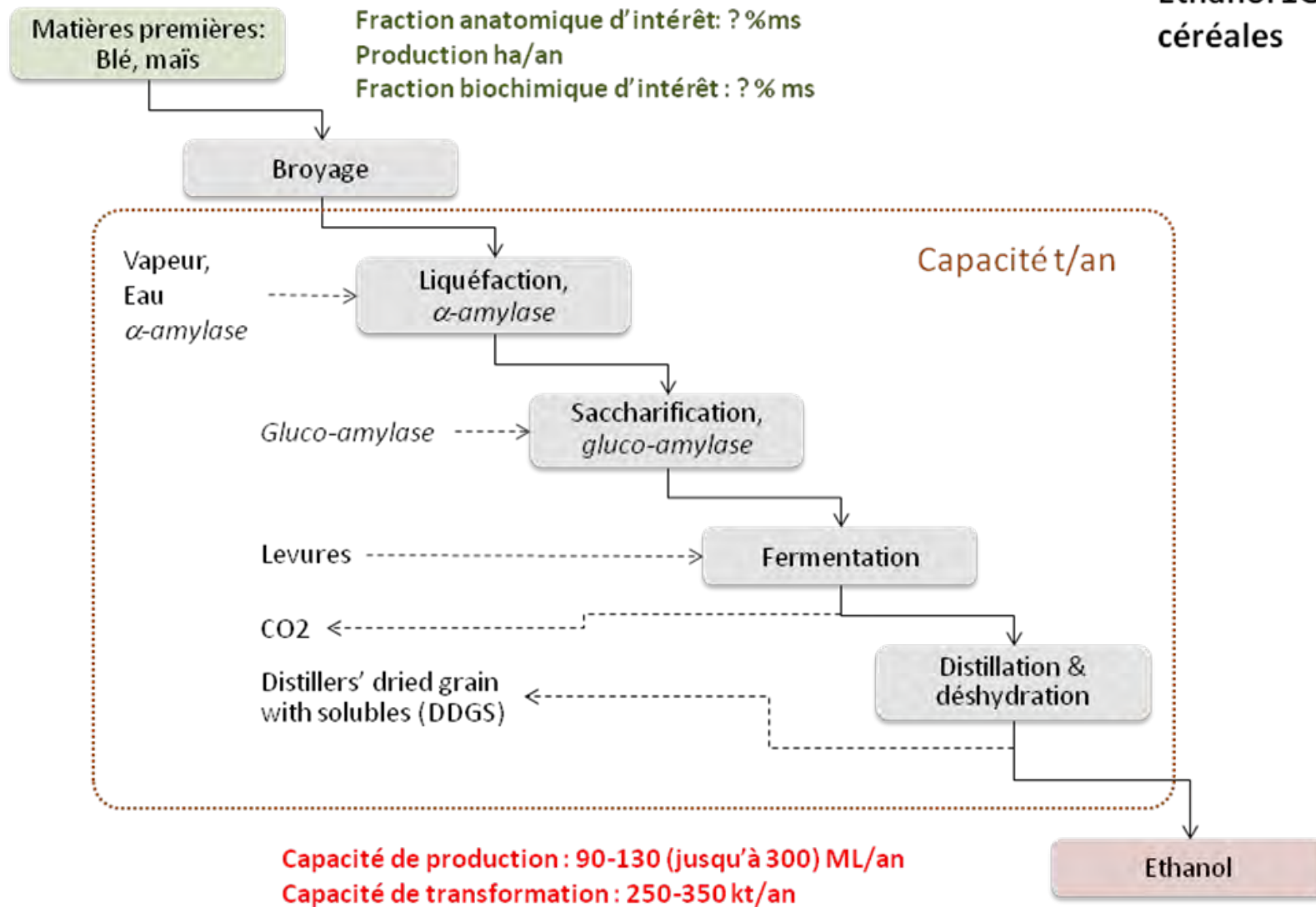
Productivité des cultures énergétiques (t.ms/ha)

Plante	Globale (t.ms/ha.an)	Fraction d'intérêt	(% ms)	remarques
Betterave sucrière	20-22	Saccharose en 1G pulpe	66-79 18-22	Composition de la lignocellulose: 35-41 cell, 20-27 hemi, 12-17 lignine Composition de la lignocellulose: 38-35-50 cellulose, 16-27 hemi, 20-24-20 lignine Composition de la lignocellulose: 38-42-45 cellulose, 15-20-24 hemic, lignine 27-34 Composition de la lignocellulose: 52-63 cellulose, 13-19 hemic, lignine 18-22
Canne à sucre	24	Saccharose en 1G bagasse	36-53 20	
Blé	68-75	Amidon en 1G		
Mais grain	90-105	Amidon en 1G Rafle en EtOH Rafle en thermo		
Miscanthus	12-15-20	lignocellulose		
Panic érigée	13-14-18	lignocellulose		
Feuillus (Peuplier...)		lignocellulose		
Résineux (Pin....)		lignocellulose		
TCR de peuplier		lignocellulose		
Eucalyptus		lignocellulose		
Colza	32-35	lipides	48	
Tournesol	23-25	lipides		
Soja		lipides		

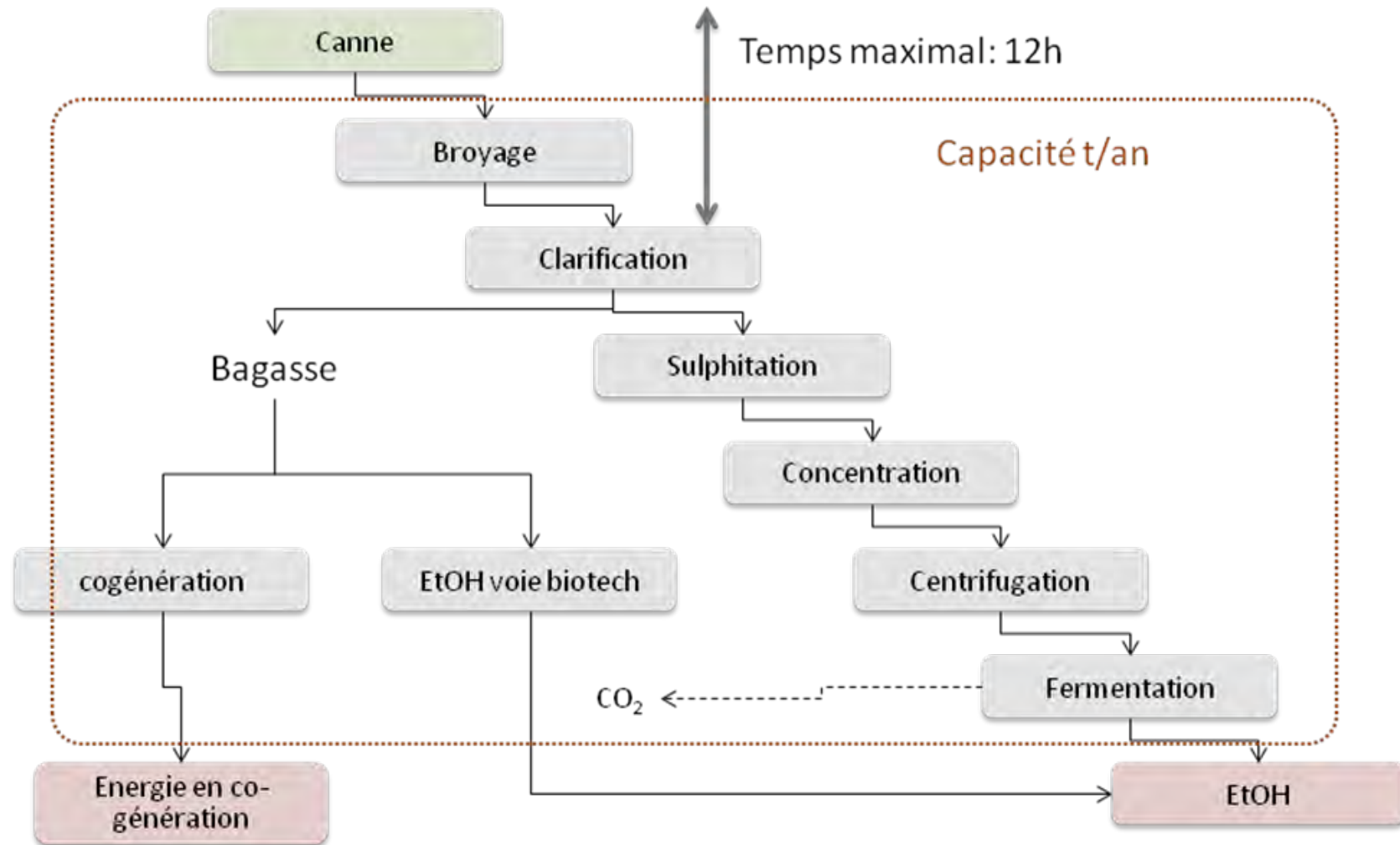
Productivité énergétiques potentielles des biomasses énergétiques

Plante	Fraction d'intérêt	PCI KJ/t.ms	PCI KJ/PCI initiale	remarques
Betterave sucrière	Saccharose en 1G			1 betterave=< 115 kg de sucre + 500 kg d pulpes humides +38 kg de mélasse contenant 18kg de sucre
Canne à sucre	Saccharose en 1G			1t=> 135 kg sucre et 605 kg eau=> 115 kg sucre + 35 kg mélasse + 260 kg de bagasse à 50% d'eau
Blé	Amidon en 1G	60,5/86,8		1t= 550 kg amidon + 200-230 kg issues, 100kg de soluble 80 kg de gluten 355 L ou 280 kg kg EtOH + 170 kg drèches
Mais grain	Amidon en 1G	64,1/86,4		1t=>620-630 kg amidon, 4)-50 kg gluten 60-70 kg de germes 190-200 drèches 1t=> 370 L ou 290 kg EtOH + 301 kg drèches
Mais tige	lignocellulose			
Miscanthus	lignocellulose			
Panic érigée	lignocellulose			
Peuplier	lignocellulose			
Chêne	lignocellulose			
Saule	lignocellulose			
Eucalyptus	lignocellulose			
Colza	lipides			1t=> 420kg d'huile et 560 kg de tourteaux 1t huile + 0,1 t méthanol=1 t esters et 0,1 glycérol
Tournesol	lipides			1è 430 huile + 550 kg de tourteaux
Soja	lipides			

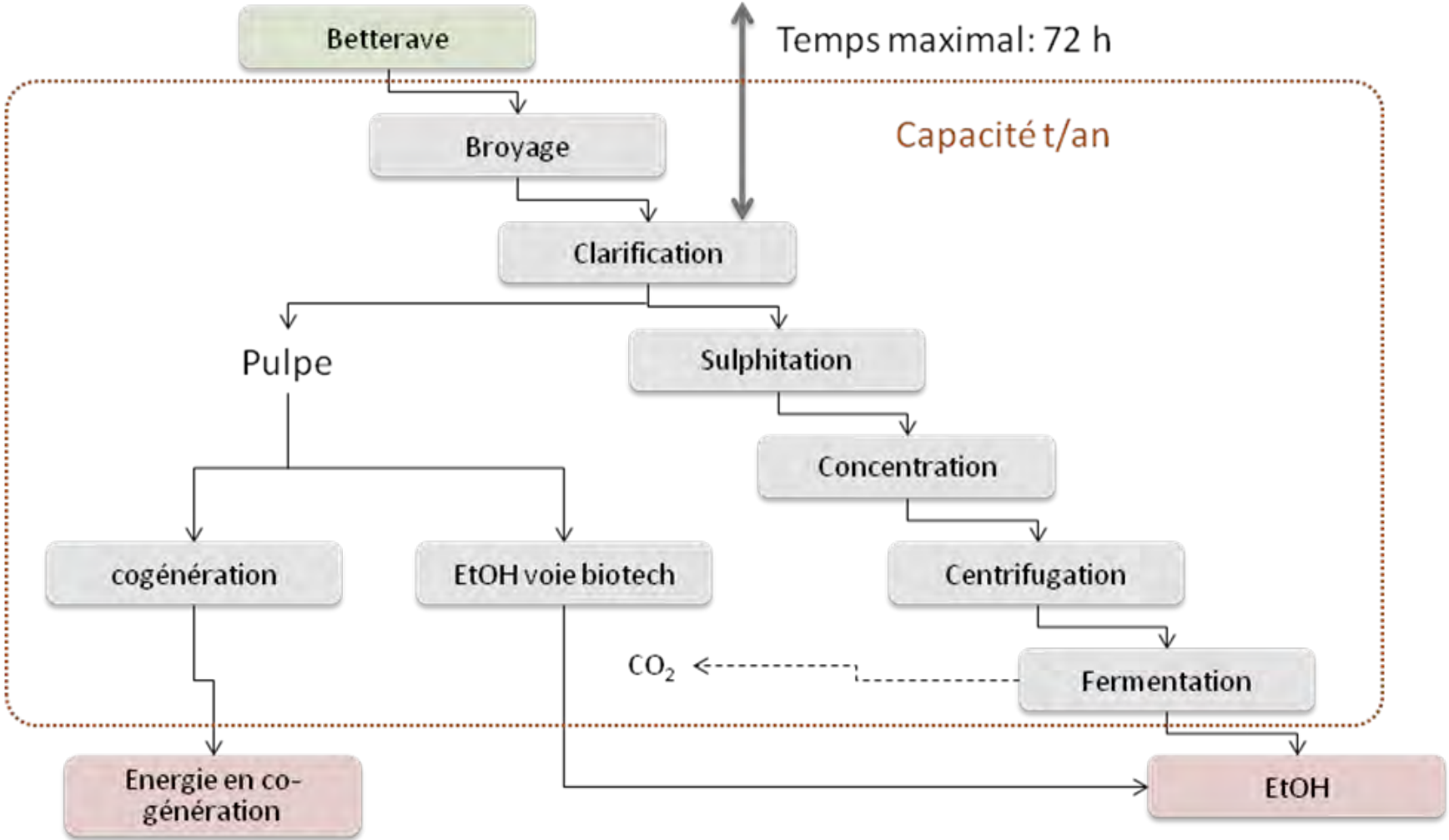
Ethanol 1G céréales

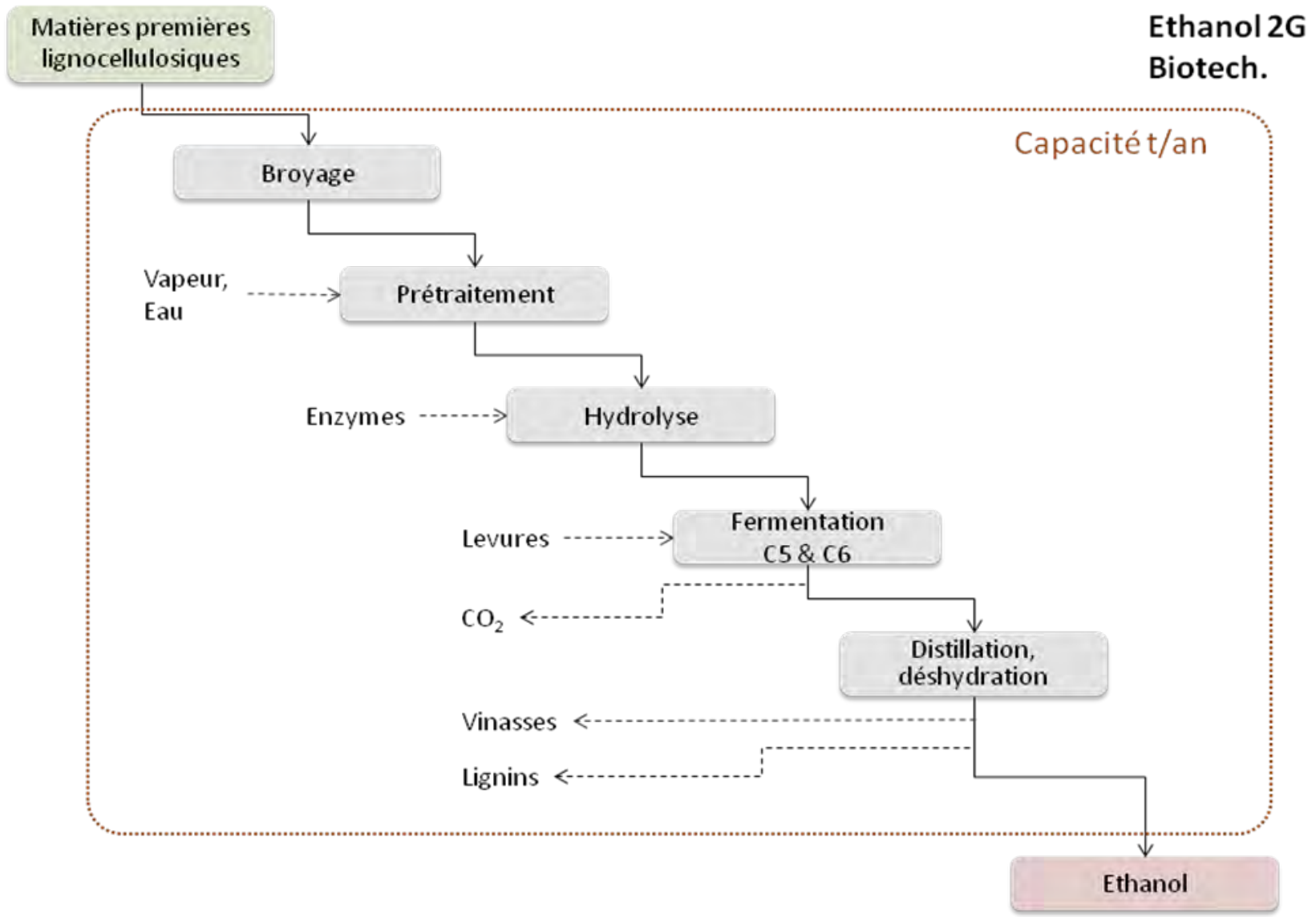


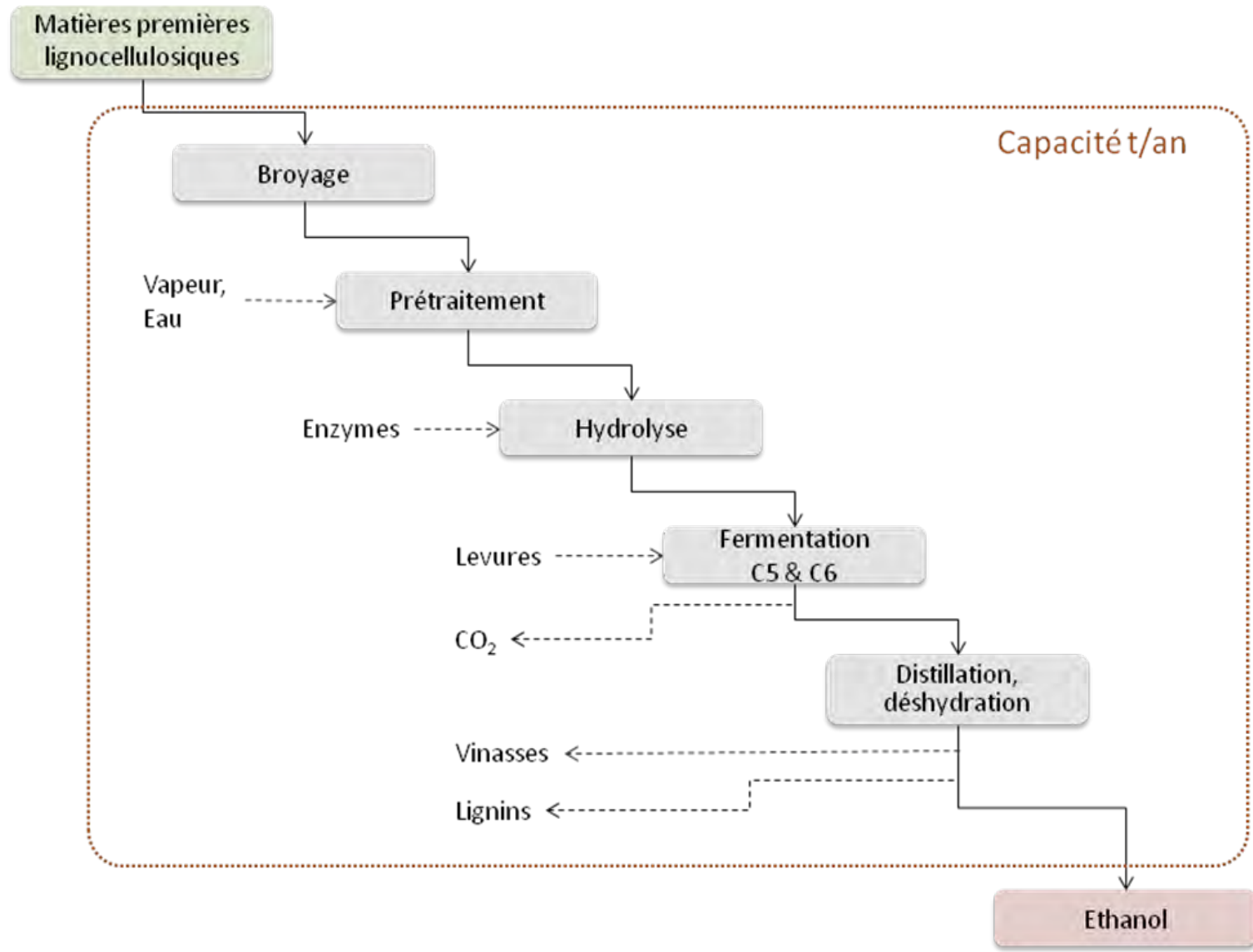
Ethanol 1G Canne à sucre

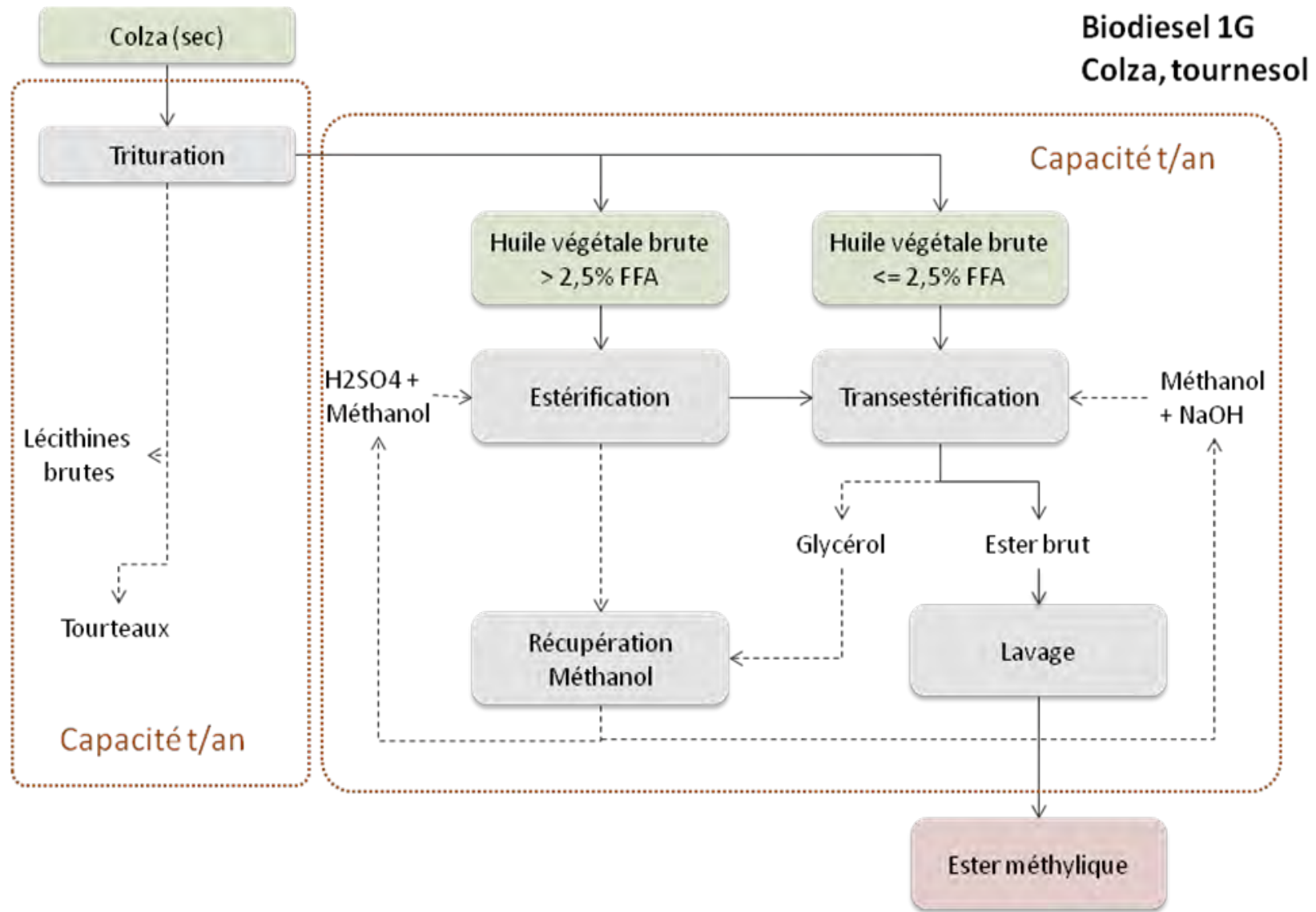


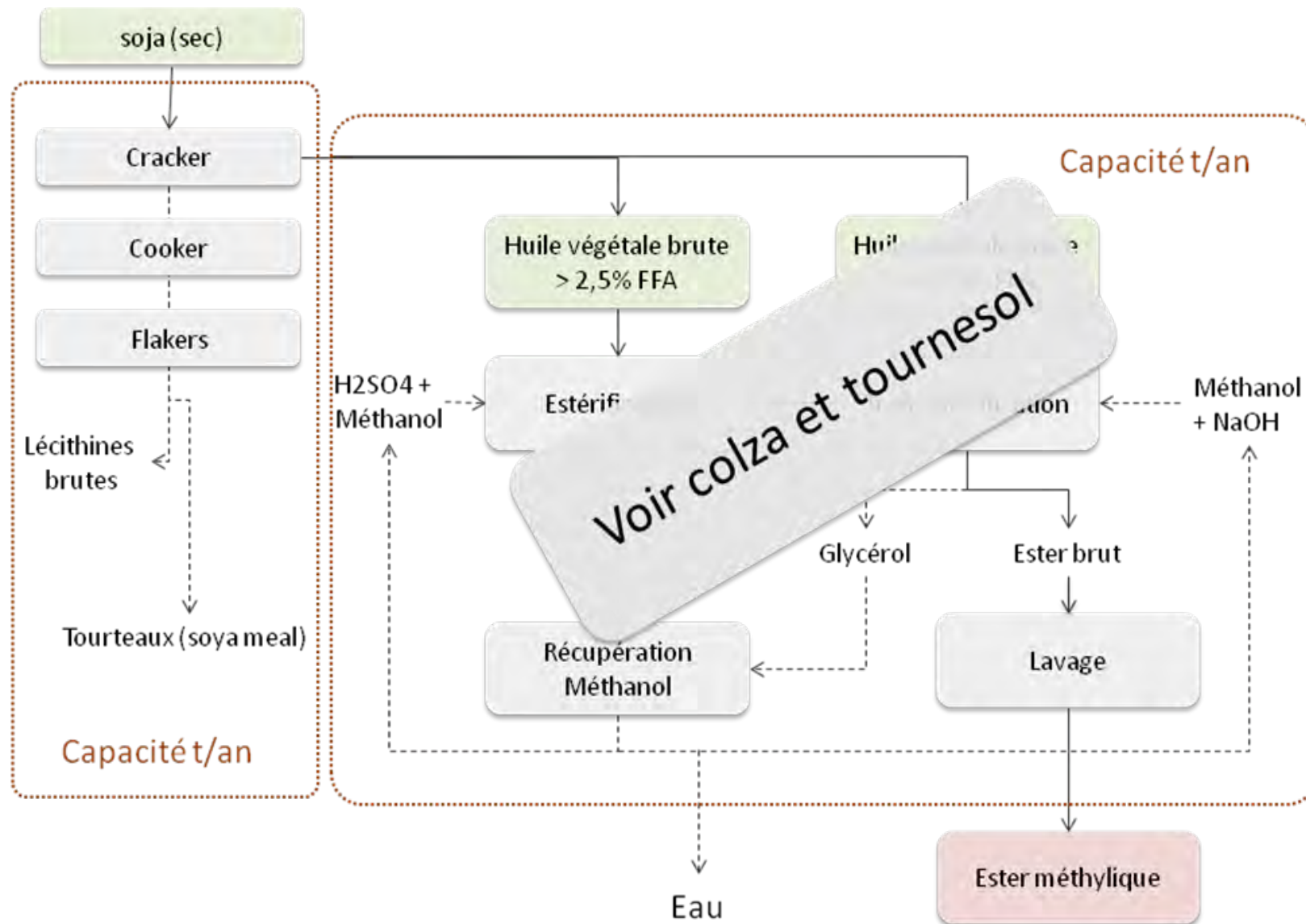
**Ethanol 1G
betterave**



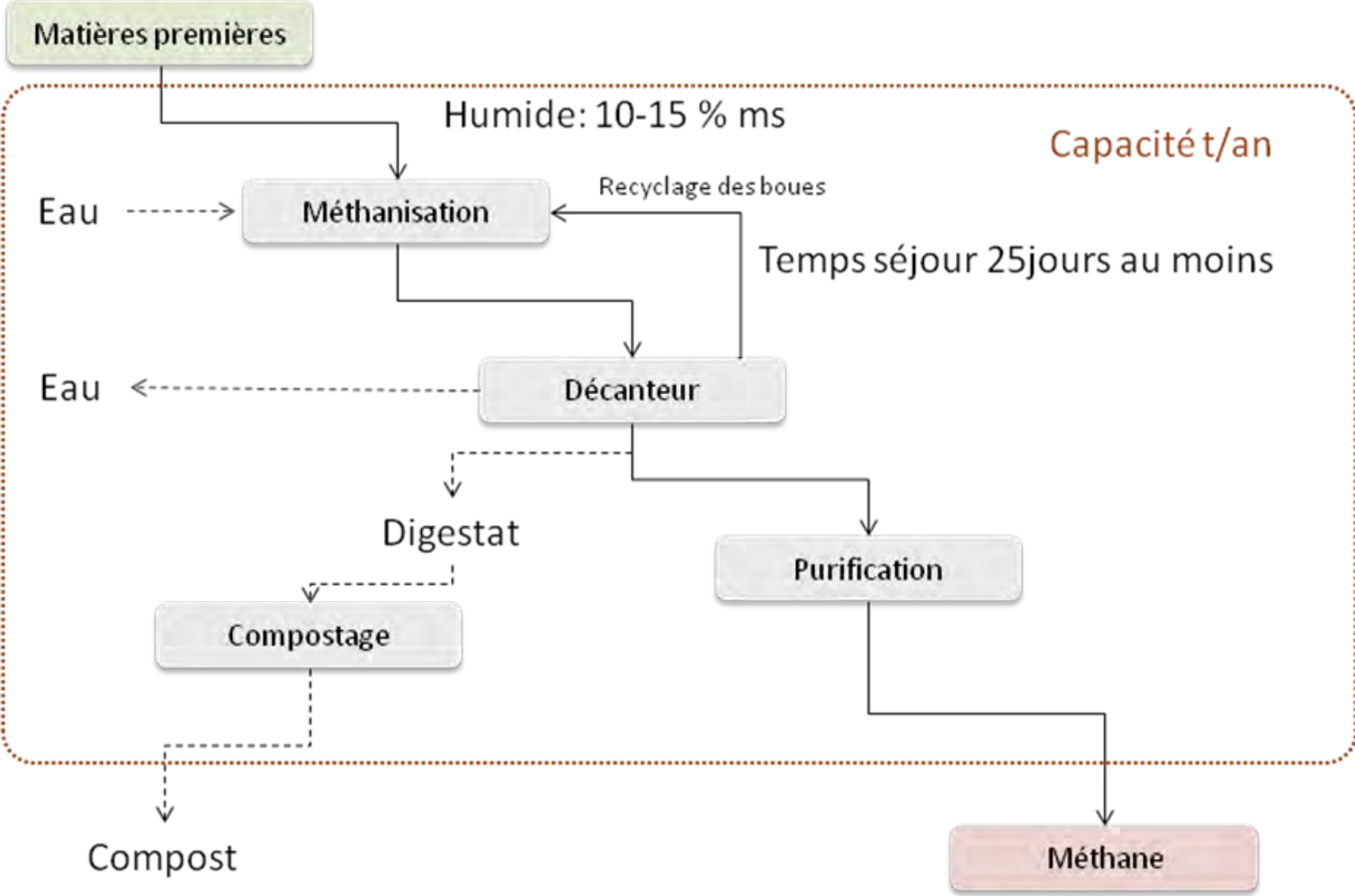








Méthanisation



Livrable 2

État de l'art sur la connaissance des filières et leur potentiel de développement

Rapport final, Romain Thévenard

Valorisation énergétique de la biomasse

Romain THVENARD

**Rapport de mission rédigé
du 02 février au 02**

Consortium de Valorisation Thématique ANCRE

Table des matières

Liste des abréviations 10

I. Introduction..... 12

 a. Le contexte énergétique européen et français 13

 i. En Europe 13

 ii. En France 15

 b. Les énergies renouvelables 17

 i. En Europe 17

 ii. En France 18

 c. La biomasse 24

 i. Définition biomasse..... 24

 ii. Les différentes filières de valorisation énergétique 25

 iii. Caractéristiques énergétiques de la biomasse..... 30

 iv. Utilisation actuelle en Europe et en France 31

 v. Potentiel Biomasse..... 35

II. Le Bois-Energie 40

 a. Les ressources utilisées 40

 b. Description technologique..... 42

 c. Etat de la filière France et internationale 45

 i. Les usages actuels du bois-Energie 45

 ii. Identification des projets 54

 d. Analyse du potentiel global français 58

 i. L'Étude MAP 60

 ii. Etude ADEME 63

 iii. Différences de méthodologie entre les études MAP et ADEME 77

 e. Chaîne d'approvisionnement, mobilisation de la biomasse et contractualisation... 77

 i. Les différents acteurs 77

 ii. La structuration de la filière 80

 iii. L'approvisionnement 83

 iv. Contractualisation 89

 v. Relation avec le secteur public..... 93

 vi. Environnement concurrentiel..... 95

 vii. Rentabilité de l'exploitation 98

 f. Freins et perspectives 105

 i. Atouts et leviers de développement de la filière 105

a.	Suggestion	113
III.	Les bioraffineries	115
a.	Technologies.....	117
b.	Etat de la filière France et International.....	129
i.	Les biocarburants dans le monde.....	129
ii.	L'éthanol carburant	130
iii.	Le biodiesel carburant	132
iv.	Taux d'incorporation de l'éthanol et du biodiesel carburants	134
v.	Les principaux pays importateurs et exportateurs de biocarburants.....	134
vi.	Capacité de production de bioéthanol et de biodiesel dans le monde	135
vii.	Occupation des surfaces et production de ressources pour les biocarburants ..	136
viii.	En France	137
ix.	Les sites existants dans le monde	138
x.	Stratégie Européenne.....	148
xi.	Soutien politique à la filière.....	150
xii.	La mobilisation de la ressource	151
xiii.	Coûts de production des biocarburants	155
c.	Analyse du potentiel	157
d.	Freins et perspectives déblocage	172
i.	Les bénéfices des bioraffineries	172
ii.	Les points clés.....	175
iii.	Freins relatifs à la technologie et innovation	177
iv.	Insuffisances des investissements de recherche et d'innovations pour les bioindustries	178
v.	Nécessité d'une intervention de l'UE.....	179
IV.	Le biogaz	180
a.	Technologies.....	180
i.	Des technologies applicables à une large gamme de matières	180
ii.	Des technologies adaptées à de nombreux contextes	181
iii.	Le processus biologique.....	182
iv.	La biomasse utilisée	183
v.	La technologie des digesteurs.....	185
vi.	Le traitement du biogaz.....	187
vii.	Les différents modes de valorisation du biogaz	188
b.	Etat de la filière France et International.....	192
i.	En Europe	192
ii.	En France	195
iii.	La question de la rentabilité	205

iv. L'approvisionnement	209
c. Analyse du potentiel	212
d. Freins et perspectives déblocage	218
V. Conclusion générale.....	228
Bibliographie.....	230

Figure 1 : Consommation brute de l'Union Européenne en 2011 par filière (Mtep)	13
Figure 2 : Flux énergétiques de l'Union Européenne en 2011	14
Figure 3 : Répartition de la consommation d'énergie primaire en France métropolitaine	15
Figure 4: Production d'énergie primaire en France par énergie	16
Figure 5 : Production primaire d'énergies renouvelables dans l'Union Européenne en 2010, par filière	18
Figure 6 : Evolution de la production primaire d'énergies renouvelables entre 1970 et 2011	19
Figure 7 : Production primaire d'énergies renouvelables par filière en 2012	19
Figure 8 : Variation de la consommation primaire d'énergies renouvelables thermiques par secteur de 1980 à 2011	20
Figure 9 : Consommation finale d'énergies renouvelables thermiques par filière en 2011 (idem)	20
Figure 10 : Consommation finale brute et part des énergies renouvelables en 2011 et objectifs pour 2020, par filière	22
Figure 11 : Les produits finis à fonction d'usage – Source : 3BCar	25
Figure 12 : la hiérarchie des usages de la biomasse en France – source : FranceAgriMer	25
Figure 13 : Schéma de quelques filières typiques de la biomasse - Source : FASSLER J. et al., 2010	26
Figure 14 : Les ordres de grandeur des approvisionnements biomasse des installations en fonction du procédé utilisé - Source : RMT Biomasse.....	28
Figure 15 : Estimation du volume nécessaire pour l'approvisionnement des unités – Source : RMT Biomasse.....	29
Figure 16 : Calendrier de production / utilisation : Exemples - Source : RMT Biomasse .	29
Figure 17 : Les cinq premiers pays producteurs de l'UE par filière en 2010	32
Figure 18 : Part des différentes sources d'énergie dans la production primaire d'énergies renouvelables en 2012	33
Figure 19 : production de bioénergie selon les scenarii d'ANCRE	38
Figure 20 : Les diverses utilisations du bois d'un arbre sur pied.....	40
Figure 21 : schéma technologique des chaudières	44
Figure 22 : Equivalence énergétique pour la ressource bois	44
Figure 23 : La récolte de bois dans l'UE en 2010.....	46
Figure 24 : La filière forêt-bois	47
Figure 25: Consommation primaire de bois-énergie	53
Figure 26 : Nombre de chaufferies fonctionnant au bois énergie et leur puissance	54
Figure 27 : En vert, les installations de cogénération biomasse en fonctionnement en 2011. En orange, celles dont l'entrée en service était prévue au cours des investigations de la mission d'information.....	56
Figure 28 : Les réseaux de chaleur bois-énergie en 2011 - Source : CIBE.....	57
Figure 29 : Répartition des surfaces boisées en France - Source : FCBA	58
Figure 30 : disponibilité en BIBE sur la période 2006 - 2020 - source : Irstea	61
Figure 31 : cartographie de la disponibilité supplémentaire en BIBE sur la période 2006 – 2020 – source : IRSTEA	62
Figure 32 : disponibilité en MB sur la période 2006 - 2020 - source : Irstea	63
Figure 33 : Variation de la disponibilité supplémentaire en BIBE net en MB à une variation du prix bord de route du BIBE (forêts + peupleraies + haies)	74
Figure 34 : superficie forestière par catégorie de propriété	82
Figure 35 : les types de chaînes d'approvisionnement en plaquettes forestières	84

Figure 36 : Evolution du prix des principales énergies en France depuis 2007 (en centimes d'euros par kWh PCI)	89
Figure 37 : les 1000 chaufferies	94
Figure 38 : Part de bois d'œuvre et de bois d'industrie, bois d'énergie, pour diverses essences de bois	96
Figure 39 : approche "cascade du bois"	98
Figure 40 : Emplois dans la filière des bio-combustibles en 2006 – Source : ADEME....	100
Figure 41 : Empreinte carbone de différents combustibles (source : France Bois Forêt)	103
Figure 42 : Cartogramme de la classe de sensibilité chimique des sols forestiers aux exportations minérales d'après la clé de classement proposée par Cacot <i>et al.</i> (2006).	109
Figure 43 : Représentation d'une bioraffinerie – Source : Pôle IAR.....	115
Figure 44 : Les produits finis à fonction d'usage, source 3BCar.....	116
Figure 45: Différentes typologies de bioraffineries - -Source : BIOPOL	118
Figure 46 : Principales filières de production des biocarburants de première et seconde générations – Source : Valbiom.....	119
Figure 47 : les filières de production de biocarburants G1	120
Figure 48 : les filières de production de biocarburants G2	121
Figure 49 : la voie thermochimique : la gazéification.....	122
Figure 50 : la voie thermochimique Biomass to Liquids (BtL).....	123
Figure 51 : les filières de production de biocarburants G3	126
Figure 52 : Maturité des principales technologies de production de biocarburants – Source : IEA, 2011	127
Figure 53 : feuille de route d'incorporation des biocarburants – Source : IFPEN.....	127
Figure 54 : Import/export en 2011 d'éthanol et de biodiesel carburants dans divers pays et zones géographiques en Mtep	135
Figure 55 : Capacité de production (en MT/an) des usines en fonctionnement de biocarburants issus de ressources alimentaires et autres dans le monde en 2013 et nombre d'unités associées	136
Figure 56 : consommation de biocarburants en France	137
Figure 57 : Bioraffineries existantes ou en projet – Source : BIOPOL.....	139
Figure 58 : Capacités existantes et potentielles des productions de biocarburants 2G – Situation à fin 2013	141
Figure 59 : Exemples d'actions politiques et de législation de soutien à la filière - Source biopol	150
Figure 60 : Variation des prix de biomasse pour les biocarburants de 1 ^{ère} et la 2 ^{ème} génération – Source : The World Bank	155
Figure 61 : Coûts de production des biocarburants de première génération entre 2004 et 2007	156
Figure 62 : Quantité de paille récoltable (millions de tonnes) – Source : BIOCORE.....	159
Figure 63 : Quantité annuelle de paille mobilisable (millions de tonnes de matières sèches) en Europe par pays – Source : BIOCORE	162
Figure 64 : quantité annuelle de paille mobilisable à une échelle régionale (NUTS 2) en Europe - Source : BIOCORE	162
Figure 65 : Surplus annuel brut et densité de surplus des feuillus en Europe – Source : BIOCORE.....	165
Figure 66 : Distribution spatiale des surplus des feuillus en Europe – Source : BIOCORE	166

Figure 67 : Estimation du nombre d’emplois induits par la conversion de la totalité des déchets et résidus agricoles et industriels en biocarburants – Source : <i>Wasted, Europe’s untapped resource</i>	169
Figure 68 : Production de biocarburants en 2010 et estimations pour 2030 et 2050 selon différents scenarii - Source : ANCRE	170
Figure 69 : Taux de couverture du territoire par le réseau de transport français	171
Figure 70 : Réductions potentielles des émissions de GES de différents biocarburants par rapport aux carburants fossiles – Source : <i>Wasted, Europe’s Untapped Resource</i>	173
Figure 71 : Schéma général des installations de méthanisation, -Source : Club Biogaz, 2011	182
Figure 72 : Les étapes de la digestion anaérobie	183
Figure 73 : Potentiel méthanogène de différents substrats et co-substrats – Source : ADEME 2006	184
Figure 74 : Réacteur UASB	186
Figure 75 : Réacteurs à lit fixé	186
Figure 76 : Réacteur à lit fluidisé	187
Figure 77 : Principe général schématique de la méthanisation – Source : GDF SUEZ ...	191
Figure 78 : Répartition des installations de méthanisation industrielle en France – Source : ATEE-Club Biogaz	196
Figure 79 : motifs de choix de la méthanisation dans le secteur industriel– Source : ATEE-Club Biogaz	197
Figure 80 : Evolution du nombre d'installations de méthanisation agricole en France – Source : ATEE-Club Biogaz	198
Figure 81 : Motifs de choix de la méthanisation d'effluents agricoles – Source : ATEE – Club Biogaz	199
Figure 82 : Répartition géographique des stations d'épuration équipées de digesteurs anaérobies – Source : ATEE – Club Biogaz	201
Figure 83 : Répartition géographique des installations de méthanisation des ordures ménagères	202
Figure 84 : Répartition des installations de méthanisation en France	203
Figure 86 : tarif d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel	208
Figure 87 : Comparaison de la production électrique biogaz avec les objectifs 2020 en GWh	214
Figure 88: Potentiel technique de la méthanisation en France	218
Figure 89 : Nombre de personnes dédiées au biogaz (emplois directs uniquement) – Source ATEE – Club Biogaz	220

Table des Tableaux

Tableau 1 : Consommation brute des énergies renouvelables de l'Union Européenne en 2011 (Mtep)	17
Tableau 2 : origines et usages de la biomasse	27
Tableau 3 : La biomasse au sein de la consommation énergétique de l'Union Européenne en 2011 (ktep)	31
Tableau 4 : Le nombre d'emplois dans les bioénergies en Europe	34
Tableau 5 : Contribution énergétique prévue des différents types de biomasse en 2020	36
Tableau 6 : Evaluation des ressources biomasse - Source : ADEME.....	36
Tableau 7 : hypothèses technologiques clés des scénarii	38

Tableau 8 : Matières premières utilisées et la taille des installations en fonction du procédé technologique - Source : RMT Biomasse	42
Tableau 9 : Unités d'équivalence bois rond, source ADEME	44
Tableau 10 : Résumé des principaux chiffres de la forêt - Source : CEMAGREF	45
Tableau 11 : Evaluation des prélèvements actuels de bois d'origine forestière, pupicole et bocagère – Source : ADEME.....	48
Tableau 12 : consommation de bois énergie des ménages (résidences principales) en 2006 – Source : ADEME	49
Tableau 13 : taux d'exploitabilité de la disponibilité forestière – Source : ADEME.....	50
Tableau 14 : Part généralisée de BIBE à l'exploitation de BO en forêt – Source : ADEME	52
Tableau 15 : Les usages actuels du Bois Energie	52
Tableau 16: Hypothèse de production pour la biomasse forestière - Source : ADEME	59
Tableau 17 : Hypothèse de futurs prélèvements en forêt - Source : Solagro	59
Tableau 18: Production énergétique des combustibles solides biosourcés –Source : ADEME.....	60
Tableau 19 : Synthèse des disponibilités brutes de BIBE et de MB en forêt, peupleraies et haies.....	64
Tableau 20 : Disponibilités brutes selon le groupe d'essences	65
Tableau 21 : Disponibilités brutes selon la catégorie juridique de propriété	66
Tableau 22 : Disponibilités technico-économiques nettes par type de ressource	69
Tableau 23 : Disponibilités technico-économiques nettes forestières par propriété	70
Tableau 24 : Disponibilités supplémentaires régionales par type de ressource	72
Tableau 25 : Exemple de chaîne d'approvisionnement en bois-énergie en Auvergne	86
Tableau 26 : Prix du bois sur pied.....	91
Tableau 27 : Prix du bois bord de route.....	92
Tableau 28 : Coûts de l'exploitation forestière selon les schémas d'exploitation, la difficulté et la catégorie de produit (en €/m ³ en plein)	93
Tableau 29 : Emplois dans la filière des bio-combustibles en 2006 et prévisions pour 2015 - Source	101
Tableau 30 : Echelle moyennes des installations pour la production de biocarburants de seconde génération à partir de cultures énergétiques dédiées – Sources IEA.....	125
Tableau 31 : Rendements en huiles des algues et de quelques cultures oléagineuses ..	126
Tableau 32 : Sources, procédés et compatibilité des biocarburants – Source : Valbiom	128
Tableau 33 : Consommation de biocarburants dans les transports (en ktep) en Europe	130
Tableau 34 : Statistiques de consommation en Mtep de l'éthanol carburant par zone géographique.....	131
Tableau 35 : Statistiques de taux d'incorporation de l'éthanol carburant par zone géographique.....	131
Tableau 36 : Statistiques de consommation en Mtep du biodiesel carburant par zone géographique.....	132
Tableau 37 : Statistiques de taux d'incorporation du biodiesel carburant par zone géographique.....	133
Tableau 38 : Production de biodiesel en Europe – Source : European Biodiesel Board .	133
Tableau 39 : Statistiques de taux d'incorporation des biocarburants par zone géographiques dans les transports routiers	134
Tableau 40 : Statut des installations de biocarburants de seconde génération, voie biochimique – Source : IAE.....	140

Tableau 41 : Statut des installations de biocarburants de seconde génération, voie thermo-chimique – Source : IAE	140
Tableau 42 : Les unités de production de biocarburants 2G dans le monde existantes et en construction – Projets à fin 2013	141
Tableau 43 : Principaux projets de biocarburants G2 financés ou en partie financés par des fonds publics UE ou France	146
Tableau 44 : coûts estimés des résidus de culture à usage de la bioraffinerie et du biocarburant associé – Source : The World Bank	153
Tableau 45 : Coûts de cultures lignocellulosiques à usage de la bioraffinerie et des biocarburants associés – Source : The World Bank	154
Tableau 46 : Coûts estimés de cultures énergétiques à usage de la bioraffinerie et des biocarburants associés – Source : The World Bank	154
Tableau 47 : Coûts de production des biocarburants de seconde génération entre 2010 et 2050 - Source : IEA (2008)	156
Tableau 48 : Composition et rendements de différents cultures - Source : The World Bank	157
Tableau 49 : Potentiels de disponibilité de résidus de culture et de production de biocarburants à l'échelle continentale – Source : The World Bank	158
Tableau 50 : quantité annuelle de paille (kilotonnes de matière sèche) récoltable en Europe par pays et par culture – Source : BIOCORE	160
Tableau 51 : quantité annuelle de paille (kilotonnes de matière sèche) récoltable en France par région et par culture – Source : BIOCORE	161
Tableau 52: quantité annuelle de paille mobilisable (kilotonnes de matière sèche) en France - Source : BIOCORE	163
Tableau 53 : Estimation des productions totales de cultures énergétiques en Europe – Source : BIOCORE	167
Tableau 54 : Matrice SWOT d'une culture énergétique, le peuplier - Source : BIOCORE	168
Tableau 55 : Production énergétique des biocarburants liquides – Source : ADEME	171
Tableau 56 : Réduction des émissions de GES de quelques biocarburants en comparaison des carburants fossiles (hors impact du changement des sols) – Source : The World Bank	173
Tableau 57 : Impact sur le développement local, l'emploi et l'environnement de 8 cas européens – Source : BIOPOL	174
Tableau 58 : Teneur moyenne des composants de quelques biogaz typiques – Source : ERPE	187
Tableau 59 : Production primaire de biogaz dans l'Union Européenne en 2010 et 2011 (kTep)	193
Tableau 60 : Nombre approximatif d'installations en Europe en 2010 et 2011	194
Tableau 61: Tableau de synthèse de la méthanisation d'effluents industriels – Source : ATEE - Club Biogaz	196
Tableau 62 : production annuelle de biogaz en secteur industriel (estimation basée sur les données de 44 installations) – Source : ATEE-Club Biogaz	197
Tableau 63 : Tableau de synthèse du secteur de la méthanisation d'effluents agricoles – Source : ATEE-Club Biogaz	198
Tableau 64 : Nombre d'installation par région, puissance installée et quantité annuelle de biogaz produit pour les installations de méthanisation d'effluents agricoles – Source : ATEE-Club Biogaz	198
Tableau 65 : Tableau de synthèse de la méthanisation en station d'épuration des eaux urbaines – Source : ATEE – Club Biogaz	200

Tableau 66: Tableau de synthèse de la méthanisation d'ordures ménagères - Source : ATEE - Club Biogaz	202
Tableau 67 : Déchets traités par chaque secteur – Source : ATEE – Club Biogaz.....	204
Tableau 68 : Mode de valorisation du biogaz pour chaque secteur (hors injection) – Source : ATEE – Club Biogaz.....	204
Tableau 69 : synthèse de la quantité de biogaz produit et de l'énergie valorisée par les installations de méthanisation – Source : ATEE – Club Biogaz	205
Tableau 70 : Tarif d'achat de l'électricité pour les installations raccordées après le 21 mai 2011.....	206
Tableau 71 : Ressources mobilisables pour la méthanisation en 2030 – Source : ADEME	213
Tableau 72 : Différents potentiels de production annuelle de biogaz brut à l'échelle de la France.....	214
Tableau 73 : Potentiel de production de biogaz à l'horizon 2015 – 2020	215
Tableau 74 : production énergétique issues de la méthanisation – Source : ADEME	217
Tableau 75 : Les ressources actuelles : déjections d'élevage, déchets IAA, boues urbaines, biodéchets – Source Solagro	217
Tableau 76 : nombre d'emplois créés pour une installation de 1 MW électrique – Source : ATEE – Club Biogaz.....	221

Liste des abréviations

ADEME : Agence de l'Environnement et de la maîtrise de l'Energie

ANSES : Agence nationale de sécurité sanitaire de l'alimentation, de l'environnement et du travail

BLC : biomasse lignocellulosique

CASI : Changements d'affectations des sols indirects

CEA : Commissariat à l'Energie Atomique et aux énergies alternatives

Cib : Contribution à l'injection de biométhane

CIBE : Comité Interprofessionnel du Bois Energie

CRE : La commission de Régulation de l'Energie.

CUMA : Coopérative d'Utilisation de Matériel Agricole

DME : Diméthyl ester

DRAAF : Directions régionales de l'Alimentation, de l'Agriculture et de la Forêt.

ETP : équivalent temps plein

FREE : Fond Régional pour l'Environnement et l'Energie

FT : Fischer-Tropsch

GNV : Gaz Naturel Véhicule

IEA (International Energy Agency) : l'Agence Internationale de l'Energie

IFN : Inventaire Forestier National

IFPen : Institut Français du Pétrole et des énergies nouvelles

IRSTEA : Institut national de recherche en sciences et technologies pour l'environnement et l'agriculture

ITC : Initiative technologique conjointe

MAP : Ministère de l'Agriculture et de la Pêche

MAP : Mètre cube apparent de plaquettes

MS : Matière sèche

NCV : *Net Calorific Value* : Valeur énergétique nette

ONF : Office National des Forêts

ONRB : Observatoire national des ressources en biomasse

PAN : Plan d'action national

PNAQ : Plan National d'Allocation des Quotas

SCIC : société coopérative d'intérêt collectif

SNG (*Synthesis natural gas*) : Gaz naturel de synthèse

SOeS : Service de l'Observation et des Statistiques

STEP : Station d'épuration

TCR : taillis à courte rotation

Tep : Tonne équivalent pétrole

TRI : Taux de rentabilité interne

ZES : Zone d'excédents structurels

I. Introduction

Ce rapport a été rédigé entre février et août 2014 suite à une étude de l'IRSTEA (Institut nationale de recherche en sciences et technologies pour l'environnement et l'agriculture), anciennement CEMAGREF. Elle s'insère dans le cadre d'un thème de recherche sur la valorisation énergétique de la biomasse au sein de l'alliance ANCRE (l'Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Energie) dans laquelle figurent notamment l'INRA, le CEA, l'IFP Energies nouvelles...

Le présent rapport servira d'annexes à une présentation Powerpoint qui est le premier support livrable de ladite mission. Il a plusieurs ambitions :

1. Réaliser une **synthèse** de la littérature existante sur les différentes filières de valorisation de la biomasse ;
2. Insister sur les volets **approvisionnement** de la biomasse **et freins/leviers** pour la structuration de ces filières ;
3. Réaliser une étude **socio-économique** du déploiement des installations de valorisation de la biomasse ;
4. Repérer d'éventuels **gaps dans la recherche**.

Une trentaine de publications et ouvrages nationaux et internationaux ont été lus et analysés pour appréhender les problématiques générales liées à la valorisation énergétique de la biomasse, et les spécificités de chaque filière. Nous avons tenté à travers cette étude de collecter et de rationaliser un maximum de données en termes d'utilisation de la ressource, des technologies utilisées, du potentiel global et de l'état actuelle de la filière, de typologie d'approvisionnement, de rentabilités économique, sociale et environnementale, ainsi que de freins et de leviers au développement de la filière.

Les éléments figurant dans le rapport, en particuliers les avis ou méthodologies proposés par des professionnels aux pouvoirs publics, entreront ensuite dans une réflexion globale pour la mise au point d'éventuels futurs thèmes de recherche.

a. Le contexte énergétique européen et français

i. En Europe

La consommation énergétique globale de l'Union européenne atteignait près de 1,7 milliard de tonnes équivalent pétrole en 2013, principalement sous forme de produits et dérivés pétroliers (35%) et de gaz naturel (23,5%). Les énergies renouvelables, dont l'importance au sein du bouquet énergétique européen ne cesse d'augmenter depuis les années 1990, comptent aujourd'hui pour près de 10% de la consommation globale.

La figure 1 permet de comparer les consommations brutes détaillées pour chaque type d'énergie des différents états de l'Union Européenne. La France, avec 260 Mtep, occupe de deuxième rang européen, derrière l'Allemagne et ses 316 Mtep et devant le Royaume-Uni et ses 199 Mtep.

	Total	Petroleum and Products	Gases	Solid Fuels	Nuclear	Renewables	Waste, Non-Renewable	Electricity
EU-27	1697.70	597.90	397.60	285.50	234.00	169.00	13.70	0.00
Share (%)	100.00	35.20	23.40	16.80	13.80	10.00	0.80	0.00
BE	59.68	23.32	15.19	2.91	12.44	2.86	2.74	0.22
BG	19.28	3.86	2.63	8.11	4.23	1.35	0.02	-0.92
CZ	43.31	9.10	6.77	18.38	7.32	2.99	0.22	-1.47
DK	18.98	7.42	3.73	3.23		4.08	0.41	0.11
DE	316.32	110.76	65.83	77.11	27.85	31.22	3.87	-0.32
EE	6.16	1.08	0.50	4.06		0.83		-0.31
IE	13.85	6.83	4.12	2.03		0.82	0.01	0.04
EL	27.92	13.52	3.97	7.89		2.23	0.03	0.28
ES	128.53	57.90	28.99	12.46	14.89	14.64	0.17	-0.52
FR	259.32	83.22	37.04	10.29	114.11	18.27	1.24	-4.85
IT	172.93	68.21	63.81	15.91		19.94	1.13	3.93
CY	2.67	2.54		0.01		0.12	0.00	
LV	4.25	1.25	1.29	0.12		1.44	0.04	0.11
LT	7.08	2.47	2.72	0.25		1.06		0.58
LU	4.59	2.96	1.03	0.06		0.12	0.03	0.39
HU	24.23	6.50	9.35	2.76	4.06	0.89	0.10	0.57
MT	1.13	1.13				0.00		
NL	81.32	33.62	34.32	7.47	1.07	3.30	0.76	0.78
AT	33.94	12.43	7.75	3.45		8.77	0.84	0.70
PL	102.18	26.48	12.84	54.60		7.95	0.76	-0.45
PT	23.89	11.70	4.46	2.21		5.14	0.14	0.24
RO	36.36	9.12	11.11	8.16	3.03	5.07	0.03	-0.16
SI	7.27	2.59	0.74	1.47	1.60	0.95	0.03	-0.11
SK	17.43	3.59	4.64	3.70	4.03	1.37	0.04	0.06
FI	35.74	10.31	3.36	5.69	5.98	9.07	0.14	1.19
SE	49.51	14.62	1.16	2.49	15.60	15.75	0.51	-0.62
UK	198.77	71.37	70.20	30.65	17.79	7.80	0.43	0.53

Source: Eurostat, April 2013

Figure 1 : Consommation brute de l'Union Européenne en 2011 par filière (Mtep)

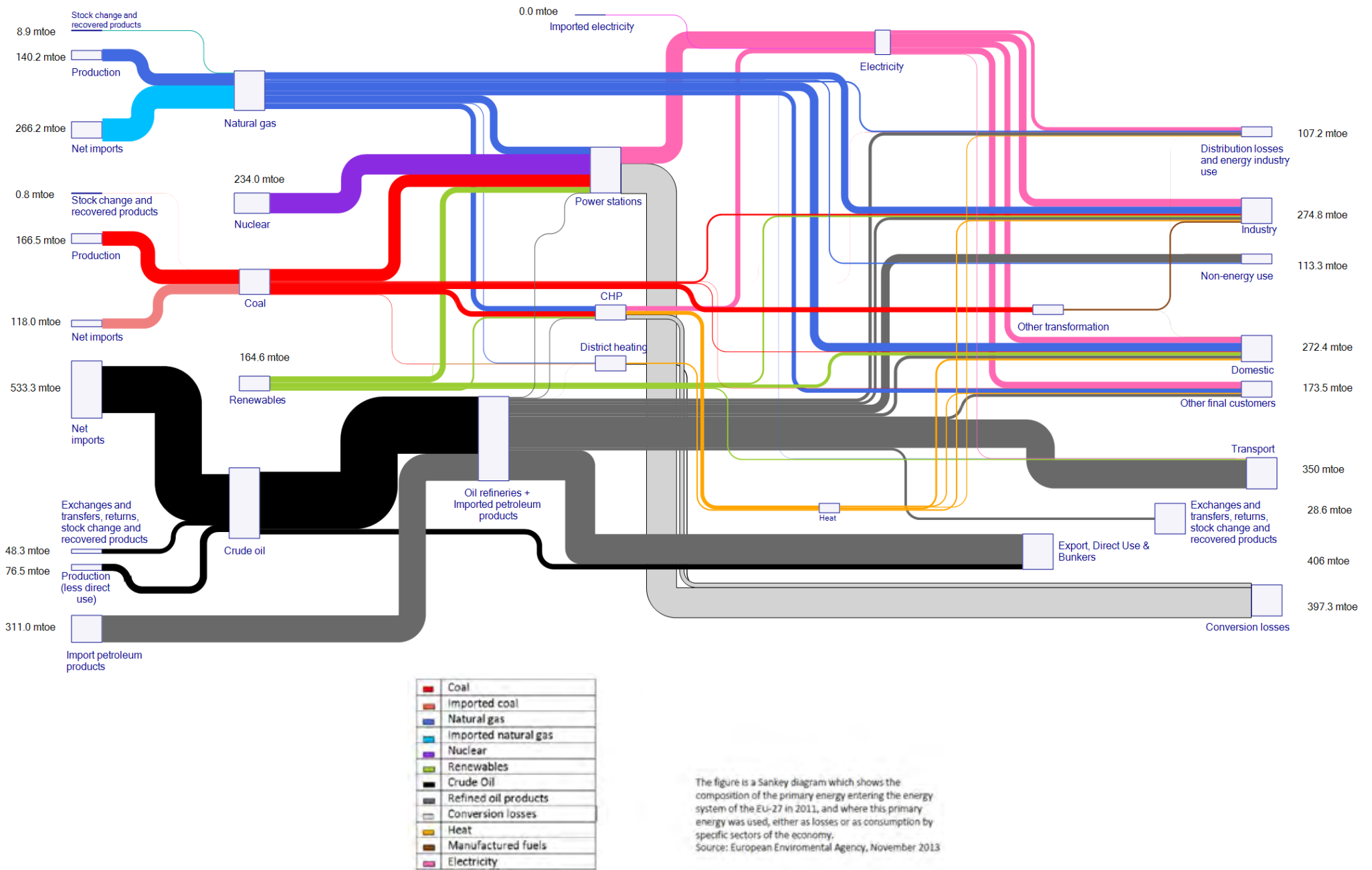


Figure 2 : Flux énergétiques de l'Union Européenne en 2011

Ce schéma (figure 2) représente les principaux flux énergétique de l'Union Européenne en 2011. Il permet de voir immédiatement que celle-ci est particulièrement dépendante des importations puisque les principaux postes d'approvisionnement sont l'importation de pétrole et de produits dérivés (533 et 311 Mtep), ainsi que celle de gaz naturel (266 Mtep). Au niveau de la production d'énergie sur le sol européen, le nucléaire prédomine (234 Mtep) devant le charbon et des énergies renouvelables qui sont quasiment équivalentes (166 et 164 Mtep). Les exportations de produits raffinés à partir de pétrole mises à part, les transports (350 Mtep), l'industrie (275 Mtep) et les usages domestiques (272 Mtep) sont les trois principaux secteurs consommateurs nets d'énergie en Europe.

ii. En France

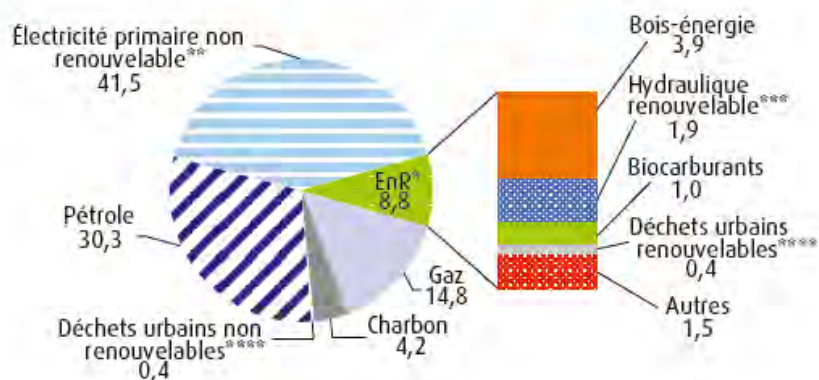
Le bouquet énergétique de la France est stable depuis le milieu des années 2000. La consommation d'énergie primaire en France métropolitaine a atteint 260 Mtep en 2012, avec environ 40 à 45% d'électricité primaire, environ 30% de pétrole, moitié moins de gaz, autour de 6% de renouvelables thermiques (bois de chauffage, déchets urbains renouvelables, géothermie valorisée sous forme de chaleur, solaire thermique, résidus de bois et de récolte, biogaz, biocarburants et pompes à chaleur) et déchets (valorisation énergétique des déchets urbain non renouvelables), et de 4% de charbon, comme illustrés sur la figure 3. En 2012, les principaux phénomènes notables ont été la légère poussée des énergies renouvelables thermiques et de la valorisation des déchets, au détriment du pétrole et du gaz naturel.

Aujourd'hui, le secteur consommant le plus d'énergie est celui du résidentiel-tertiaire, 44% - qui est également le plus gros consommateur d'énergie renouvelable - devant les transports, 32%, l'industrie 21%, puis l'agriculture avec 3%.

Répartition de la consommation d'énergie primaire en France métropolitaine

Données corrigées des variations climatiques (259,4 Mtep en 2012)

En %



Notes :

* EnR : énergies renouvelables

** Comprend la production nucléaire, déduction faite du solde exportateur d'électricité (pour simplifier, le solde exportateur est retranché de l'électricité nucléaire) et la production hydraulique par pompage

*** Hydraulique hors pompage

**** Voir définitions p. 46

Source : Cacul SOeS, d'après les données disponibles par énergie

Figure 3 : Répartition de la consommation d'énergie primaire en France métropolitaine

De la même manière, la production d'énergie en France, comme illustrée dans la figure 4, est sensiblement la même en 2012 par rapport au début des années 2000, avec toutefois une hausse régulière et significative des énergies renouvelables. Celle-ci s'élève à près de **50% pour les énergies renouvelables thermiques et déchets**. La production d'électricité renouvelable, à partir de barrages hydrauliques et d'éoliennes, est relativement instable d'une année à l'autre, mais elle semble augmenter lentement sur la durée, avec une hausse de **15%** depuis 2000. En 2012, la part des énergies renouvelables atteignait 17,5% de la production énergétique française, dont 12% pour la catégorie « énergies renouvelables thermiques et déchets ».

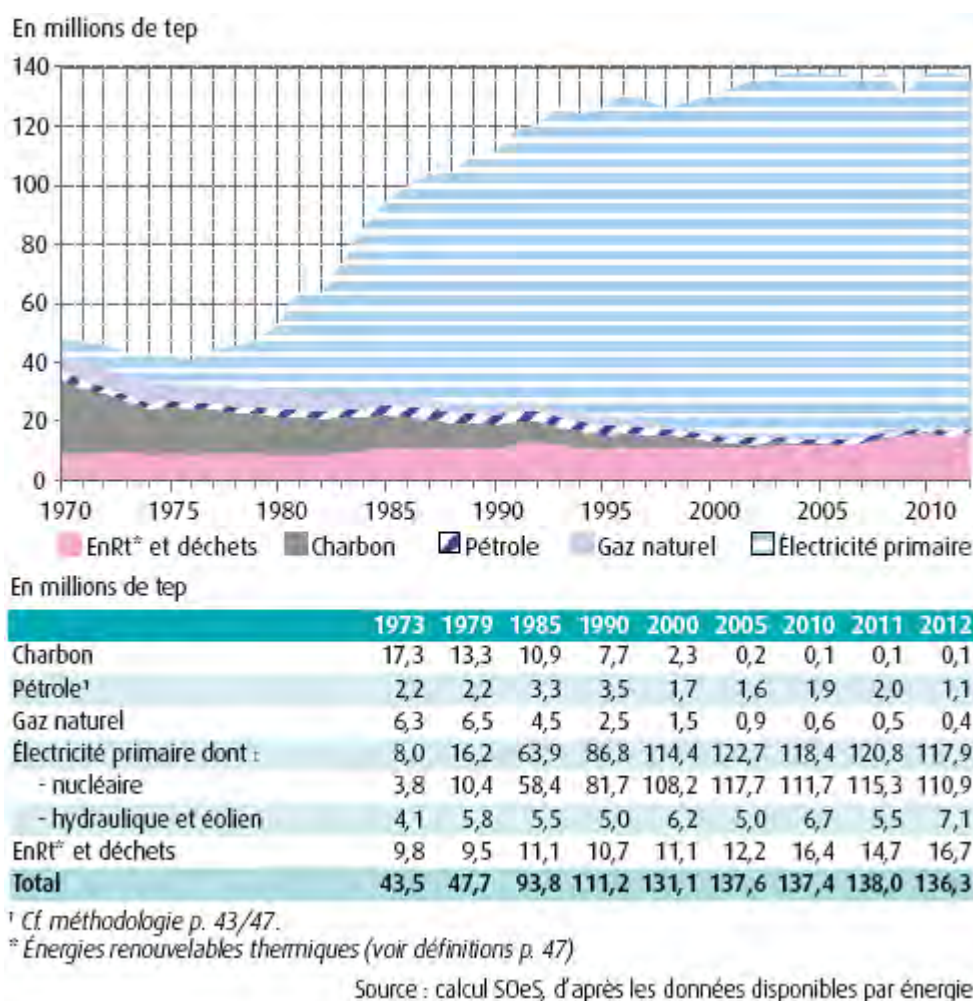


Figure 4: Production d'énergie primaire en France par énergie

L'industrie de l'énergie en France représente 1,7% de la valeur ajoutée en 2012, et 142 000 emplois en équivalent temps pleins. La facture énergétique de la France a établi cette année là un nouveau record historique à 68,7 milliards d'euros, s'étant alourdie de 7 Md€ en un an, soit une hausse de 11,4%. Elle a ainsi dépassé le déficit commercial de la France. Il est donc d'une importance vitale de produire plus d'énergie sur le territoire national pour diminuer notre dépendance énergétique ayant des conséquences à la fois sur la vie économique et politique stratégique du pays.

b. Les énergies renouvelables*i. En Europe*

La tableau 1 montre la consommation de chaque type d'énergie renouvelable pour les différents états de l'Union Européenne. La France prend la troisième place des nations consommatrice d'énergie renouvelables avec 18,27 Mtep derrière l'incontournable Allemagne et ses 31,2 Mtep et l'Italie avec 19.9 Mtep. On remarque également que la principale énergie consommée par l'Union Européenne est la biomasse et les déchets renouvelables, pour plus de deux-tiers (68%), devant l'hydraulique et l'éolien, ce qui est l'ordre que l'on retrouve pour les cas français. En Allemagne, l'éolien surpasse l'énergie hydraulique alors que l'Italie est la consommatrice quasi-exclusive de l'énergie géothermique.

Tableau 1 : Consommation brute des énergies renouvelables de l'Union Européenne en 2011 (Mtep)

	Renewables	Biomass and Renewable Wastes	Hydro	Wind	Geothermal	Solar	Tide, Wave and Ocean
EU-27	169.00	114.90	26.40	15.40	6.20	6.10	0.00
Share (%)	10.00	6.80	1.60	0.90	0.40	0.40	0.00
BE	2.86	2.52	0.02	0.20	0.00	0.11	
BG	1.35	0.97	0.25	0.07	0.03	0.02	
CZ	2.99	2.59	0.17	0.03		0.20	
DK	4.08	3.21	0.00	0.84	0.01	0.02	
DE	31.22	22.73	1.48	4.20	0.58	2.22	
EE	0.83	0.80	0.00	0.03			
IE	0.82	0.37	0.06	0.38		0.01	
EL	2.23	1.34	0.34	0.29	0.03	0.24	
ES	14.64	7.00	2.63	3.65	0.02	1.35	
FR	18.27	13.00	3.85	1.05	0.08	0.24	0.05
IT	19.94	9.07	3.94	0.85	5.02	1.07	
CY	0.12	0.05		0.01	0.00	0.06	
LV	1.44	1.18	0.25	0.01			
LT	1.06	0.97	0.04	0.04	0.00		
LU	0.12	0.11	0.00	0.01		0.00	
HU	1.89	1.70	0.02	0.05	0.10	0.01	
MT	0.00	0.00					
NL	3.30	2.81	0.00	0.44	0.01	0.03	
AT	8.77	5.45	2.94	0.17	0.03	0.18	
PL	7.95	7.45	0.20	0.28	0.01	0.01	
PT	5.14	3.07	0.99	0.79	0.20	0.09	
RO	5.07	3.66	1.27	0.12	0.02	0.00	
SI	0.95	0.59	0.31		0.04	0.01	
SK	1.37	1.00	0.32	0.00	0.01	0.04	
FI	9.07	7.96	1.07	0.04		0.00	
SE	15.75	9.50	5.71	0.52		0.01	
UK	7.80	5.85	0.49	1.33	0.00	0.13	

Source: Eurostat, April 2013

Le développement des différentes filières est assez inégal selon les pays de l'UE (figure 5). En France, l'hydraulique et la biomasse solide (principalement le bois) représentent 77% de la production primaire d'énergies renouvelables. En Allemagne, cette même production est plus diversifiée ; les deux filières principales, la biomasse solide et le biogaz, représentent 58% de la

production. Dans la plupart des pays de l'UE, la filière la plus représentée dans la production primaire d'énergies renouvelables est la biomasse solide, hormis pour l'Italie (géothermie), le Royaume-Uni (biogaz), l'Irlande (éolien), Chypre (solaire thermique), tout comme à Malte.

Production primaire d'énergies renouvelables dans l'Union européenne en 2010, par filière

En milliers de tep

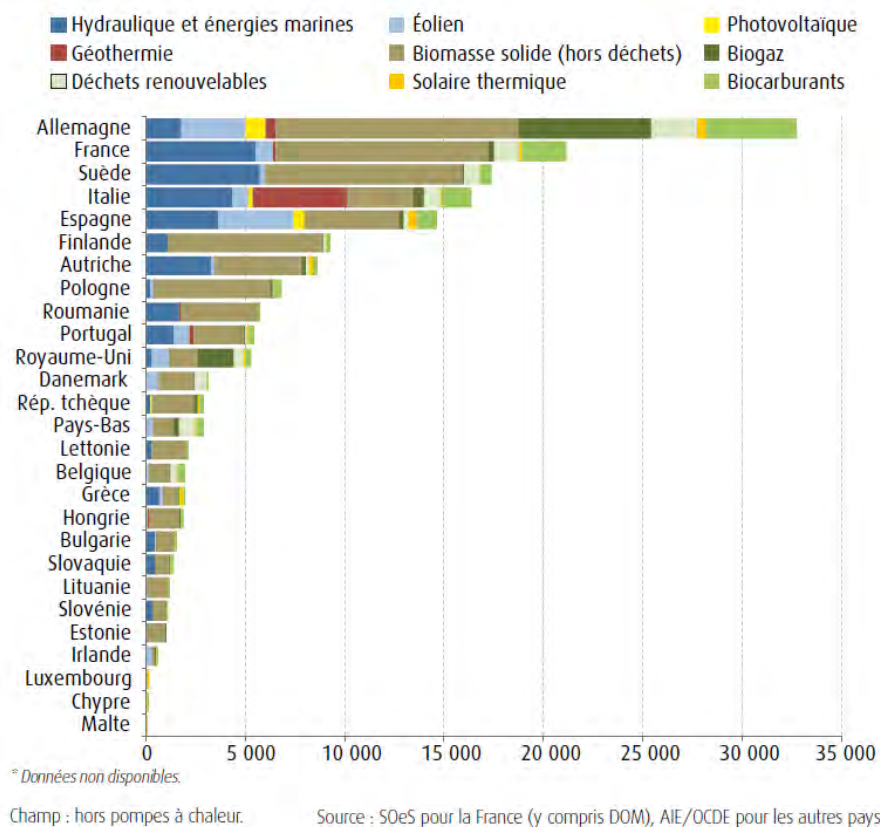


Figure 5 : Production primaire d'énergies renouvelables dans l'Union Européenne en 2010, par filière

ii. En France

Auparavant composées quasiment exclusivement de bois-énergie et d'hydraulique, la production d'énergie renouvelable s'est considérablement diversifié depuis 2005 avec le développement des filières des biocarburants, du biogaz, de l'éolien, du photovoltaïque et des pompes à chaleur ; en même temps qu'elle a continué à se renforcer.

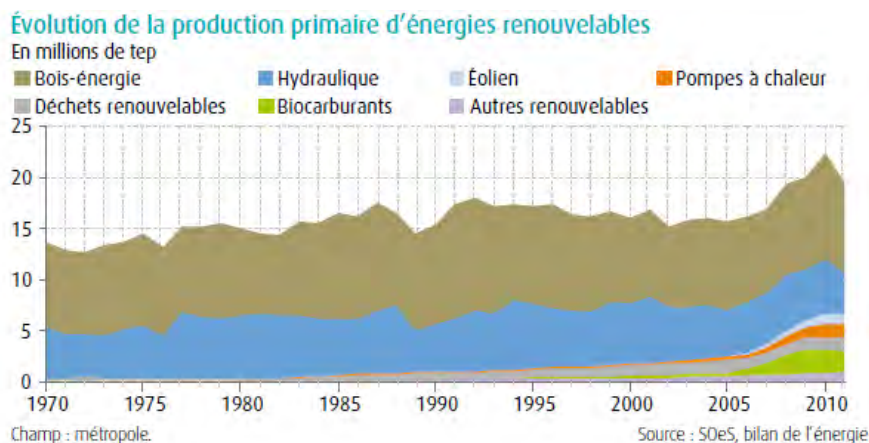


Figure 6 : Evolution de la production primaire d'énergies renouvelables entre 1970 et 2011

La France, forte d'un potentiel forestier, hydraulique, éolien et géothermique, se place aujourd'hui comme le second producteur européen d'énergies renouvelables après l'Allemagne. En 2012, la production d'énergie primaire d'énergies renouvelables totalise 22,4 Mtep. Le bois-énergie en représente 45%, l'hydraulique 22%, les biocarburants 11% et les pompes à chaleur 6%. Au total, **près de 75% de l'énergie renouvelable est issue de la biomasse.**

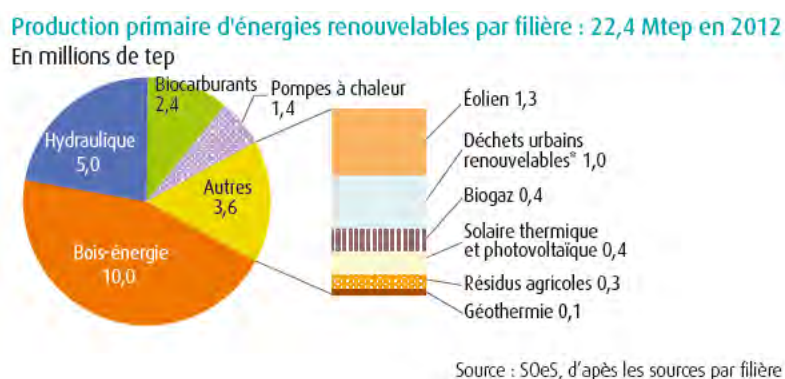


Figure 7 : Production primaire d'énergies renouvelables par filière en 2012

Comme indiqué sur la figure ci-dessous, le secteur résidentiel-tertiaire est celui qui consomme la plus grande quantité d'énergie renouvelable, avec 9,4 Mtep en 2012, soit les deux-tiers de la consommation globale pour ces énergies. C'est aussi celui pour laquelle leur part, de l'ordre de 15%, est la seule à dépasser la barre des 10%. Elle plafonne ainsi à 7% dans l'industrie (2,15Mtep), 5,5% dans les transports (2,43 Mtep) et 1% pour le secteur agricole (0,05 Mtep).

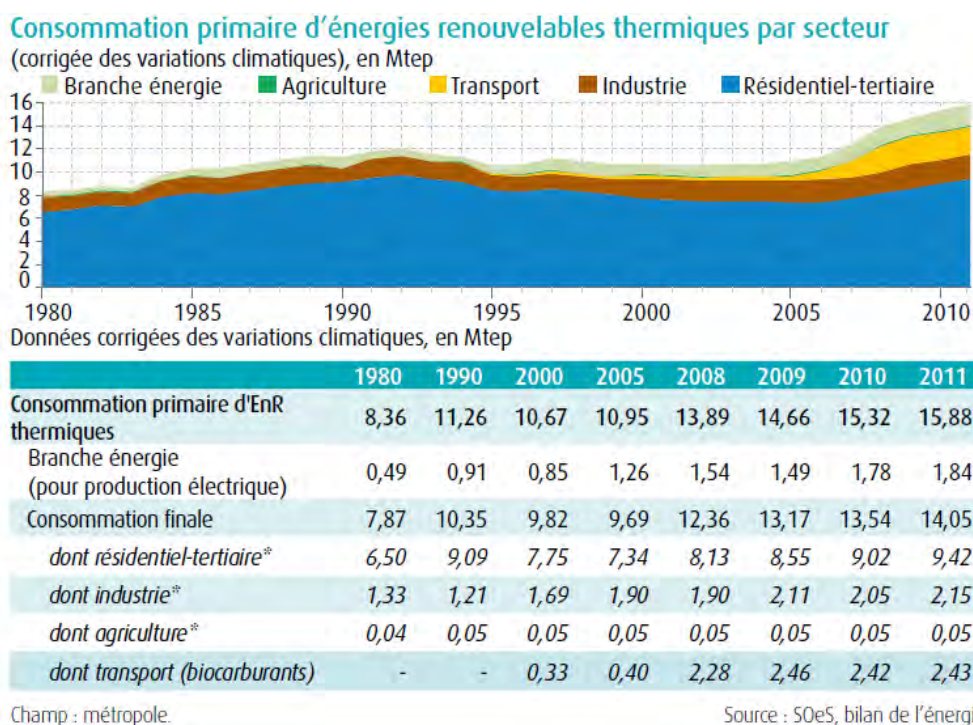


Figure 8 : Variation de la consommation primaire d'énergies renouvelables thermiques par secteur de 1980 à 2011

La figure 9 montre que le bois-énergie représente 80% de la consommation finale d'énergies renouvelables thermiques pour production de chaleur en 2011 contre 96% en 1995. Les pompes à chaleur, en fort développement depuis 2005, représentent désormais 13% de la consommation finale.

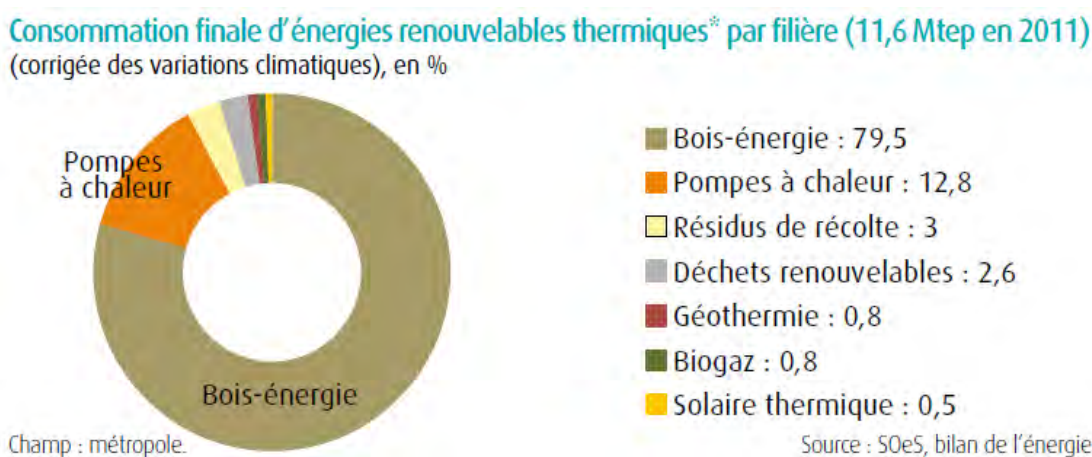
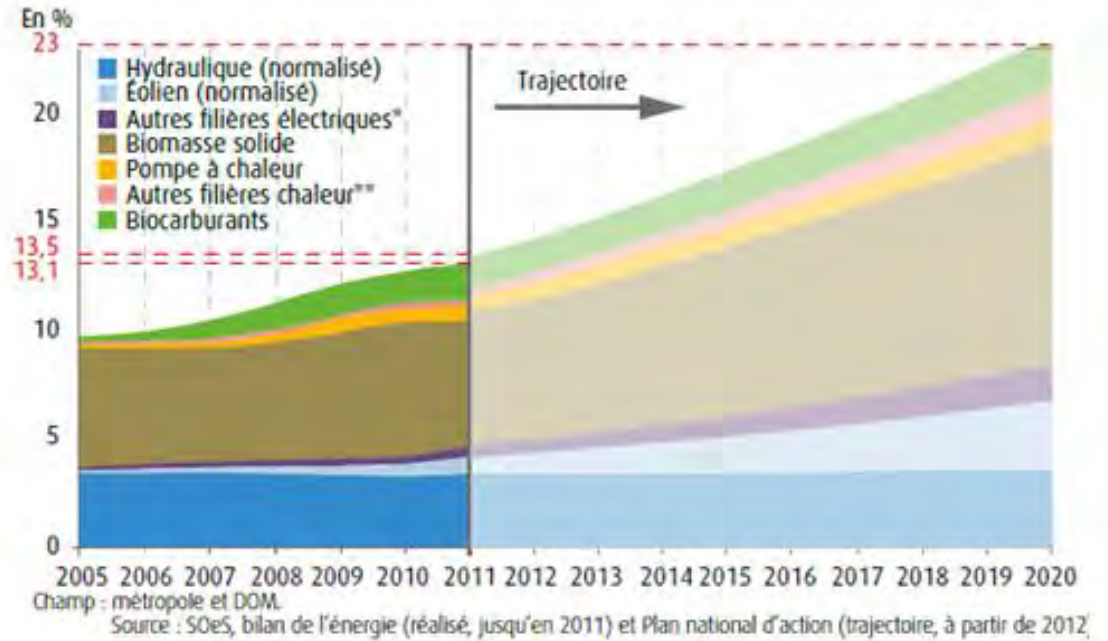
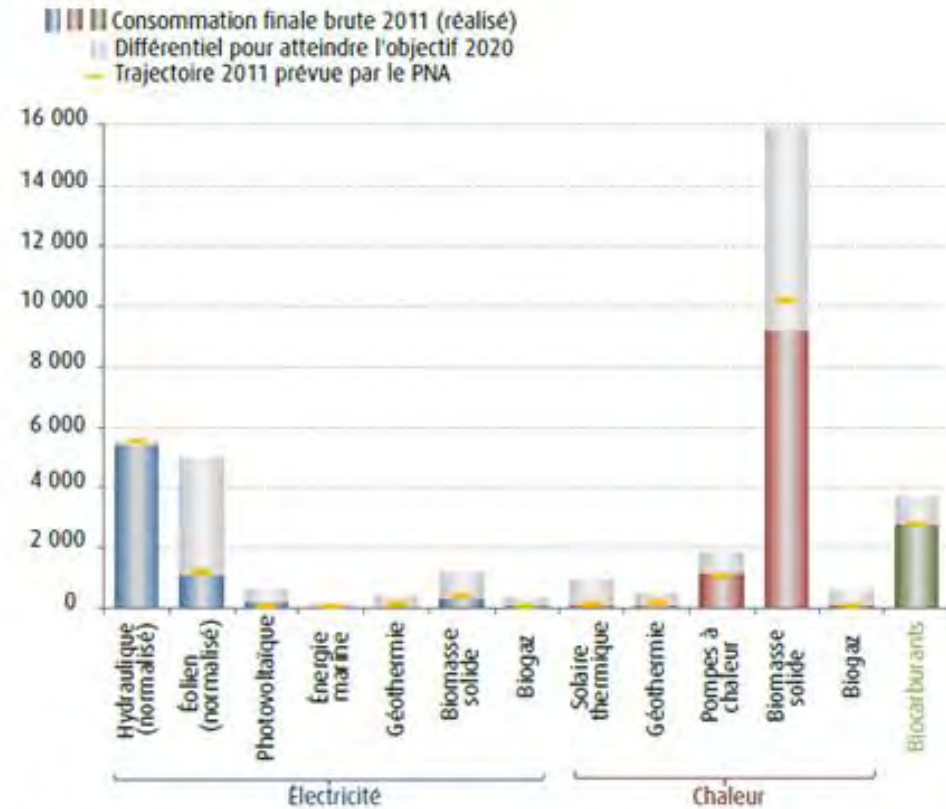


Figure 9 : Consommation finale d'énergies renouvelables thermiques par filière en 2011 (idem)

Les orientations de la France en matière d'énergie sont axés autour de 5 piliers majeurs, au sein desquels on retrouve notamment la lutte contre le réchauffement climatique, l'indépendance énergétique et la sécurité de l'approvisionnement (le poids de la facture énergétique s'élevait à 68,7 milliards d'euros en 2012, soit plus de 3% du PIB), la compétitivité et l'emploi.

La Directive 2009/08/CE du 23 avril 2009 sur les énergies renouvelables, dans le cadre des objectifs européens « 3*20 » impose aux Etats membres de disposer dans leur bouquet de consommation énergétique d'au moins 20% d'énergies renouvelables (EnR) à l'horizon 2020, de réduire les émissions de GES de 20% et l'énergie globale consommée de 20%. La France s'est fixé unilatéralement un objectif est de 23% de son énergie d'origine renouvelable en 2020, soit une production annuelle supplémentaire de 20 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep), par rapport à 2006. Dans ce cadre, le plan d'action national français prévoit que la biomasse représente plus de la moitié de cet objectif. La figure 10 représente les objectifs chiffrés alloués à la production de chaque type d'énergie renouvelable.

En milliers de tep



Lecture : pour l'éolien, la consommation finale brute, égale à la production brute d'électricité normalisée, a atteint 1 104 ktep en 2011, contre un objectif prévu par le Plan national d'action (PNA) de 1 234 ktep pour 2011 et de 4 979 ktep pour 2020.

Champ : métropole et DOM.

Source : SOeS, bilan de l'énergie (réalisé) et PNA (trajectoire)

Figure 10 : Consommation finale brute et part des énergies renouvelables en 2011 et objectifs pour 2020, par filière

Ces objectifs globaux sont également déclinés pour chaque secteur d'activité. Les énergies renouvelables devront fournir 10,5% de l'énergie consommée par les transports (dont 90% de biomasse), 33 % pour le chauffage (83% de biomasse) et 27% de la production d'électricité (11% de biomasse). Un premier rapport sur les progrès réalisés a été remis à la Commission Européenne en décembre 2011. Il fait état d'un léger retard de 0,4% sur la trajectoire escomptée, principalement dans le secteur du chauffage et du refroidissement qui atteignait 16,5% de renouvelable contre une trajectoire cible de 18%, alors que l'électricité et les transports respectaient la feuille de route. La crise économique, et la chute des besoins en électricité sous-jacente, ainsi que le radoucissement en hiver, qui limite le besoin de chauffage, conduisent toutefois à jeter un regard pondéré sur ces résultats provisoires.

Il est prévu une forte montée en puissance des projets de chaufferies bois/biomasse. La production de chaleur à partir de la biomasse dans les secteurs collectif, industriel et tertiaire doit être triplée entre 2010 et 2020 pour passer de 3 à 9 Mtep. La biomasse majoritairement mobilisée sera du bois.

L'objectif de croissance de la capacité de production d'électricité à partir de la biomasse est très ambitieux : il atteint 2300 MW d'ici 2020, soit une production de 1,4 Mtep. Cette ambition s'adresse à toutes les filières biomasse. Concernant le biogaz, par exemple, l'objectif de production se monte à 3700 GWh/an avec une puissance de 625 MW en 2020 (contre 1 000 GWh/an en 2010) pour l'électricité par cogénération, et à 555 ktep en 2020 (contre 130 ktep en 2010 pour la chaleur).

La production d'électricité doit quintupler d'ici 2020 –objectif de 3700 GWh – et celle de la chaleur être multipliée par sept – pour 550 000 tep en 2020.

Il était prévu de porter à 10% l'incorporation de biocarburants dans le secteur des transports. La réévaluation de l'impact des biocarburants, notamment sur les émissions de GES et sur l'affectation des sols, conduisent toutefois à interrompre l'effort de développement dans l'attente de la production de masse des technologies de deuxième et troisième générations.

Au final, en 2020, la biomasse représenterait 11% du total de l'électricité renouvelable, 83% du total de la chaleur renouvelable et plus de 90% dans le secteur de transports. Les enjeux sont donc colossaux, et la biomasse le pilier essentiel d'une transition énergétique réussie.

c. La biomasse

i. Définition biomasse

D'après la directive européenne 2009/28/CE, la biomasse est définie comme : « la fraction biodégradable des produits, des déchets, et des résidus d'origine biologique provenant de l'agriculture (y compris les substances végétales et animales), de la sylviculture et des industries connexes, y compris la pêche et l'aquaculture, ainsi que la fraction biodégradable des déchets industriels et municipaux ». On peut distinguer :

- Les produits d'origine agricole : cultures dites « traditionnelles » de plantes annuelles comme les céréales (blé, maïs, orge...) ou les oléagineux (colza, tournesol...), les résidus de culture (pailles, tiges, feuilles), d'élevage (lisier, fumier), les cultures énergétiquement dédiées (Miscanthus, Switchgrass) et les cultures intermédiaires à vocation énergétique.
- Les produits d'origine forestière : plaquettes, granulés, bûches et résidus de l'exploitation forestière ou de cultures spécifiques, comme les TCR ou TCCR de peuplier et d'eucalyptus.

La particularité des taillis à courtes rotation (TCR) est une périodicité des coupes très fortement raccourcie, entre quatre et dix ans, dans le but de produire un maximum de biomasse en un minimum de temps. Il existe également des taillis à très courte rotation (TCCR). La méthode permet d'obtenir plusieurs cycles de production et de récolte pendant ce laps de temps, ainsi qu'une biomasse homogène récoltable de façon mécanisée. Enfin, elle présente un intérêt dans la dépollution des sols.

- Les co-produits et effluents des industries de transformation des matières biologiques : résidus de scieries, de papeteries, d'industrie agro-alimentaires...
- Les autres déchets organiques : déchets urbains, boues de stations d'épuration, la fraction fermentescible des ordures ménagères, les déchets verts.

Cette biomasse, sous-produit de l'exploitation des ressources biologiques, peut être valorisée pour synthétiser des produits chimiques de haute valeur ou de masse, en matériaux ou en énergie, comme l'illustre la figure 11.

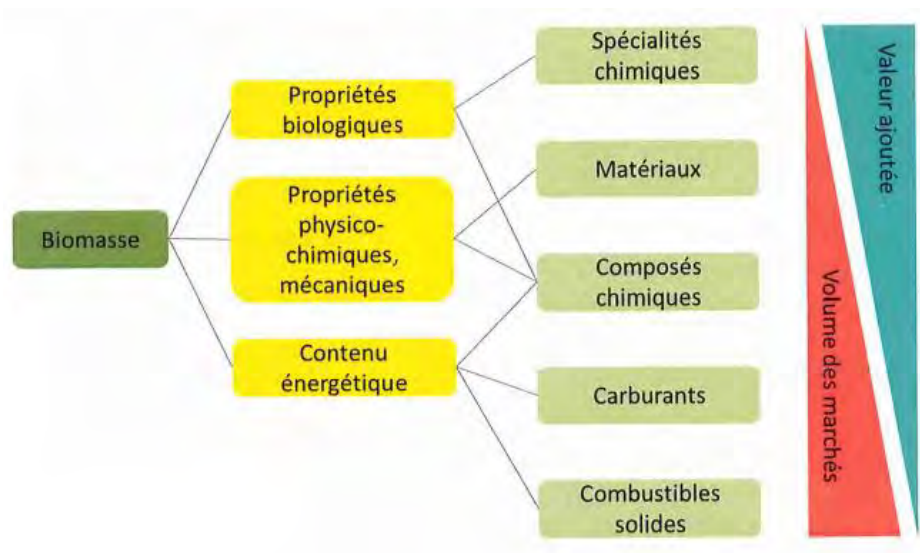


Figure 11 : Les produits finis à fonction d’usage – Source : 3BCar

Du fait des nombreux usages de la biomasse, dans des secteurs pouvant être différents (ceux énoncés ci-dessus, les usages pour la culture agricole, l’industrie agro-alimentaire...), une concurrence importante peut exister, entraînant des perturbations dans les différentes filières. Dans un souci de prévention de ces conflits d’usage de la biomasse, le Grenelle de l’Environnement a introduit en France la notion de « hiérarchie des usages ». Comme le montre la figure 12, l’alimentation étant considérée comme l’utilisation la plus prioritaire, la valorisation énergétique d’une biomasse pouvant être consommée par l’homme ou les animaux ne sera aucunement encouragée, au contraire du modèle allemand par exemple. La fabrication ou le recyclage de matériaux ou de composés chimiques viennent ensuite dans l’ordre de la chaîne de valeur. Enfin, en comparaison des produits précédemment citées, la faible valeur ajoutée de l’énergie fait qu’elle sera le mode de valorisation final de la biomasse.

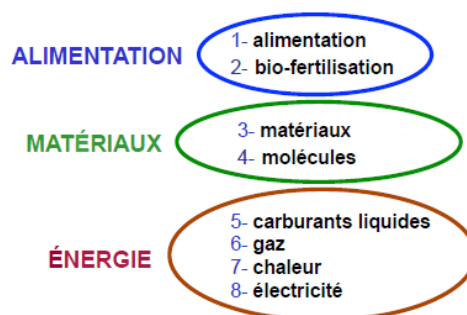


Figure 12 : la hiérarchie des usages de la biomasse en France – source : FranceAgriMer

Il est donc très important que les détenteurs de la biomasse souhaitant lancer un projet de valorisation énergétique de leur ressource étudient l’ensemble des possibilités de valorisation, en tant qu’aliments pour l’Homme ou l’animal ou la fabrication de biomatériaux notamment, qui sont parfois économiquement ou écologiquement plus rentables, ainsi que l’usage qui est faite de la biomasse locale.

ii. Les différentes filières de valorisation énergétique

De nombreuses voies de valorisation énergétique de la biomasse existent. Aussi complexes soient-elles, elles aboutissent toutes à trois utilisations finales : électricité et chaleur pour le résidentiel-tertiaire, l'industrie et l'agriculture ; et biocarburants pour les transports. La figure 13, simplifiée, les illustre.

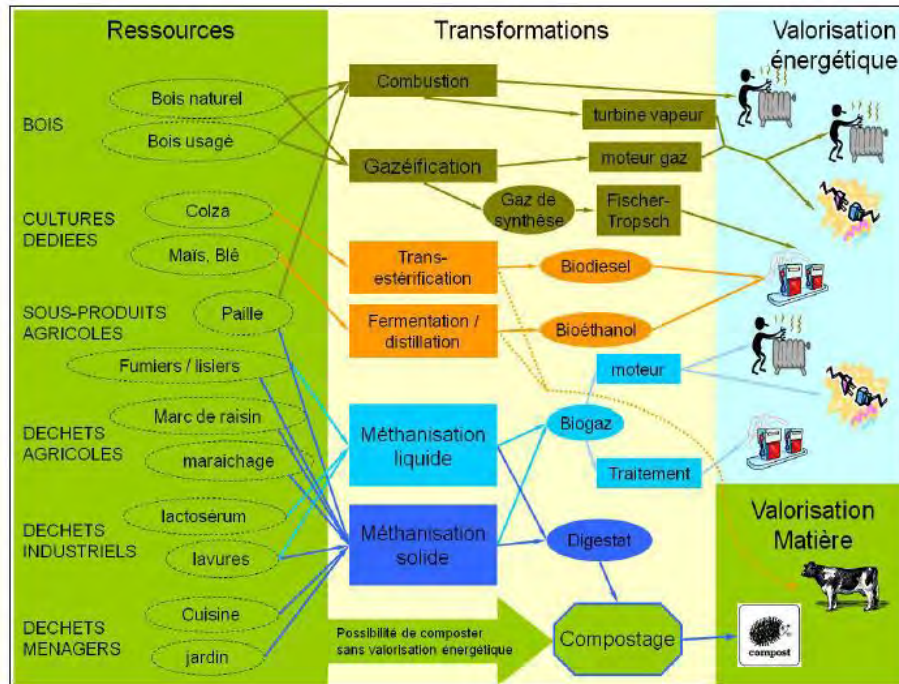


Figure 13 : Schéma de quelques filières typiques de la biomasse - Source : FASSLER J. et al., 2010

Pour compléter la figure ci-dessus, le tableau suivant, extrait du rapport des corps ministériels d'inspection sur *Les usages non alimentaires de la biomasse*, croise les origines et les usages de la biomasse selon la filière.

Tableau 2 : origines et usages de la biomasse

	Amendements Engrais organiques	Biomatériaux Bioproduits	Biocarburants	Chaleur Électricité
Bio-déchets et effluents organiques (humides)	Épandage et biofertilisants	(<i>Néant</i>)	Biométhane carburant	Méthanisation Incinération Gazéification
Sous-produits lignocellulosiques	Paillage	Pâte à papier Panneaux Bois reconstitués Polymères fibreux	Deuxième génération (thermochimique ou enzymatique – 2020)	Bois/paille énergie Réseaux de chaleur Cogénération
Cultures agricoles conventionnelles	Enfouissement	Chimie du végétal Biopolymères et biocomposites	Première génération (EMHV – éthanol)	(<i>Néant en principe</i>)
Forêts conventionnelles	(<i>Néant sauf via les cendres</i>)	Filière bois panneaux - papier	Deuxième génération (sous-produits et rémanents)	Bois énergie Réseaux de chaleur Cogénération (<i>sous-produits et rémanents</i>)
Cultures et plantations « à cellulose »	(<i>Néant sauf via les cendres et digestats</i>)	Filière panneaux & papiers	Deuxième génération	Bois-énergie Réseaux de chaleur Cogénération

Trois grandes filières de valorisation énergétique de la biomasse seront étudiées à travers ce rapport : le **Bois-Energie**, qui utilise la combustion du bois provenant de forêt, des résidus d'activités industrielles telles que les scieries ou les papeteries ou des résidus agricoles ligneuses, comme les pailles ; **la méthanisation**, valorisant les sous-produits de l'agriculture céréalières, de l'élevage, de l'industrie agroalimentaire, des déchets ménagers et des boues de STEP ; et les bioraffineries, qui synthétise des **biocarburants**, parmi d'autres produits qui ne seront pas développés ici, à partir de résidus de céréales, de plantes oléagineuse (biocarburants de première génération), et, dans un avenir plus ou moins proche, de l'ensemble des composés lignocellulosiques (biocarburants de deuxième génération) et des microalgues (biocarburants de troisième génération).

L'un des points sur lesquels tente de s'appuyer le rapport est la question de l'approvisionnement en biomasse des installations de valorisation énergétique de la biomasse, filière par filière. Le meilleur usage qui puisse être fait de cette biomasse est, presque toujours, celui qui minimise la distance entre la ressource et le lieu de sa valorisation énergétique. Une approche locale permet également une meilleure connaissance des potentialités environnantes et des initiatives concurrentes pour sécuriser le plan d'approvisionnement. Elle permet aussi de territorialiser les emplois et de limiter les émissions de CO₂. Une déclinaison par territoire, département, région ou massif selon les cas, permettrait une meilleure identification par les collectivités territoriales.

Il n'est pas nécessaire pour autant de répéter partout les mêmes stratégies. La valorisation de la biomasse peut privilégier l'adaptation aux ressources et différencier l'action publique en fonction des espaces géographiques. La sylviculture a besoin d'aide à l'exploitation en

montagne, quand il est plus utile d'encourager le sciage en plaine, et quand la zone méditerranéenne appelle plutôt des aménagements agro-pastoraux. La meilleure méthanisation contrôlée (et non fatale) se fait à la ferme, à proximité immédiate des effluents. La meilleure utilisation des rebuts de scierie, par exemple, a lieu à proximité immédiate de la scierie, et celle de la forêt, également à proximité immédiate, sous réserve de l'existence d'une demande évidemment.

La problématique de l'approvisionnement en ressource biomasse des sites de production de bioénergie introduit en parallèle la notion de dimensionnement des installations. Les technologies pouvant être utilisées à de grandes tailles permettent de réaliser des économies d'échelles importantes, mais nécessiteront d'établir de vastes circuits d'approvisionnement qui soient pérennes et ne perturbent pas les utilisations locales de la biomasse en question. Au contraire, les technologies tolérant des tailles plus faibles vont permettre d'insérer des projets de bioénergie au cœur des territoires, par la création d'une énergie et d'emplois locaux et non délocalisables. La figure 14 recense la taille des installations correspondante aux principaux procédés étudiés.

Procédé	Matière première	Taille
Combustion	Biomasses lignocellulosiques	Des chaufferies domestiques (2 à 4 t MP/an) aux chaufferies collectives (3 à 4000 t MP pour 3 à 4 MWth) et industrielles
Pyrolyse	Biomasses lignocellulosiques	De petites unités aux unités industrielles
Gazéification	Biomasses lignocellulosiques	D'une dizaine de kWe à plusieurs dizaines de Mwe
Méthanisation	Biomasses / déchets méthanisables	Du méthaniseur agricole (au moins 40 kWe) à plusieurs MW pour les unités industrielles (de l'ordre 100 000 T MP/an)
Biocarburant G1	Matière sucrée et amylacée (bioéthanol) ; oléagineux (biodiesel)	Industrielle (bioéthanol : 100 à 300 kt/unité/an ; biodiesel : 50 à 500 kt/unité/an)
Biocarburant G2	Biomasses lignocellulosiques	Industrielle (rayon d'approvisionnement - voie biochimique : 30 à 40 km soit + de 500 000 t MP ; voie thermochimique : 500 km)

MP = Matière Première

Figure 14 : Les ordres de grandeur des approvisionnements biomasse des installations en fonction du procédé utilisé - Source : RMT Biomasse

La figure 15 permet de comparer les volumes nécessaires à l'approvisionnement des unités biomasse en fonction de la filière étudiée.

■ Estimation du volume nécessaire pour l'approvisionnement des unités

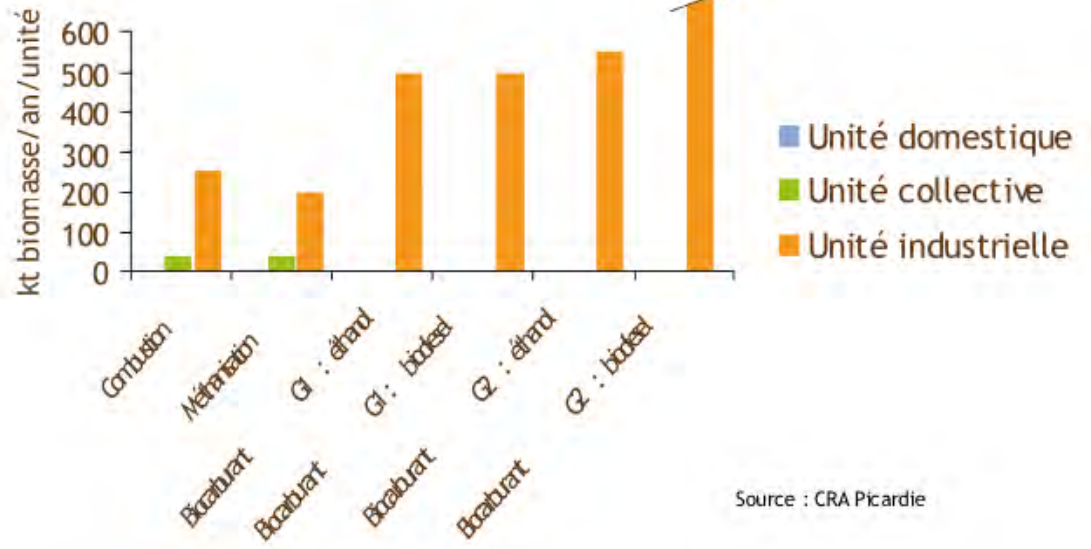


Figure 15 : Estimation du volume nécessaire pour l'approvisionnement des unités – Source : RMT Biomasse

L'une des difficultés principales concernant l'approvisionnement en biomasse est la saisonnalité des productions et l'éventuel besoin de stockage, qui nécessite alors une surface foncière et des investissements non négligeables. Un récapitulatif des calendriers de production des ressources et de leur utilisation à des fins énergétiques est présenté en figure 16.

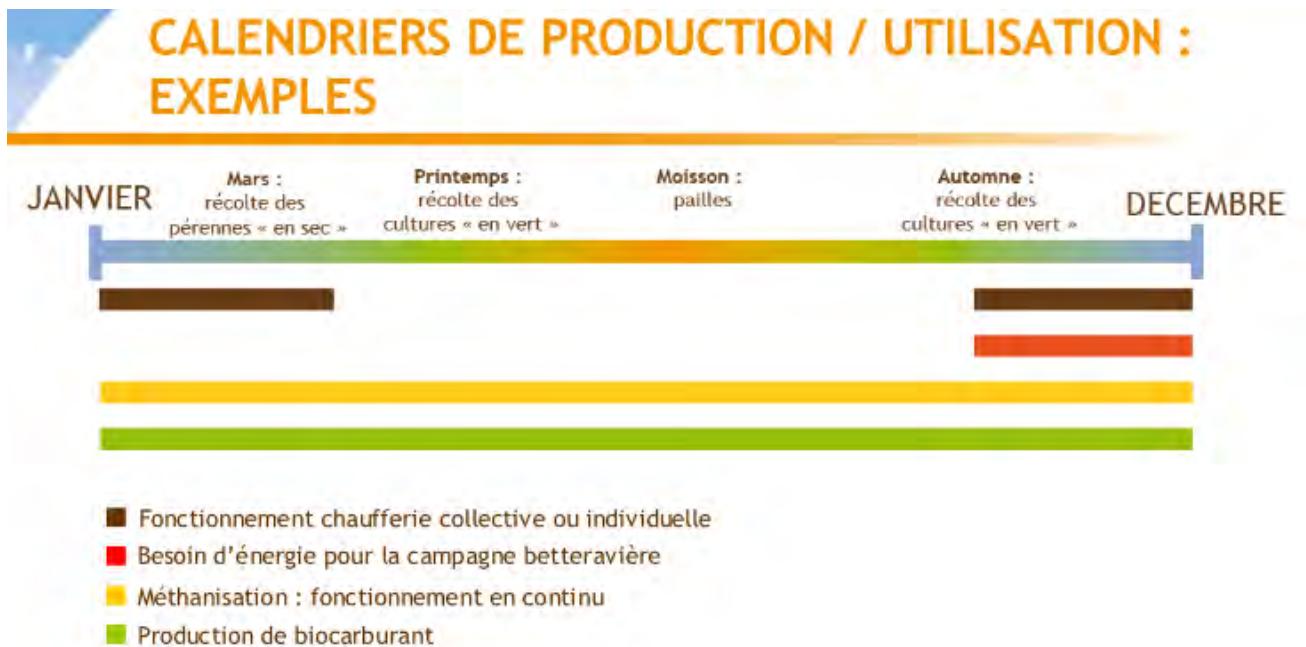


Figure 16 : Calendrier de production / utilisation : Exemples - Source : RMT Biomasse

iii. Caractéristiques énergétiques de la biomasse

Les différentes sources de biomasse ne possèdent pas tous les mêmes qualités énergétiques, dépendant de leurs caractéristiques physico-chimiques. Les différentes utilisations de la biomasse présentent quant à eux des rendements différents selon les process technologiques, le dimensionnement des installations et la biomasse mis en jeu.

Pour comparer les différentes filières, il convient de faire état des rendements énergétiques des différentes voies de valorisation de la biomasse. Les valeurs ci-dessous sont tirées des enquêtes réalisées par le rapport d'information de *la biomasse au service du développement durable*.

Le rendement d'une installation de combustion de la biomasse fluctue entre 80 et 90% lorsque l'objectif est de produire de la chaleur. Il est légèrement inférieur dans une installation de cogénération. Le rendement de la production électrique s'établit entre 15 et 35% selon les techniques employées.

Un traitement thermochimique permet d'accéder à des rendements comparables à ceux de la combustion pour l'électricité, et inférieurs de 15 à 20% dans la production de chaleur et la cogénération.

La fabrication de biocarburants offre un taux de rendement de 30 à 40%.

Enfin, la conversion de la biomasse en énergie *via* le biogaz présente un rendement de 40 à 50% lorsqu'il est utilisé pour produire de la chaleur ; 30 à 35% dans une utilisation de biométhane carburant. La conversion électrique est moitié moins performante, puisque le rendement chute entre 17 et 20%. Ces chiffres relativement faibles s'expliquent par la présence d'un digestat qui participera au maintien de l'humus des sols et susceptibles de trouver une valorisation économique dans le secteur agricole.

Il semble donc que dans le respect du développement durable et conformément à l'ambition nationale d'économies des ressources énergétiques, la valorisation de la biomasse sous forme de chaleur doit être privilégiée. Elle offre les taux de rendements les plus élevés, et permet de surcroît une meilleure territorialisation de l'activité : les puits de chaleur ne sont en effet utilisables que sur des distances raisonnables, donc dans des volumes maîtrisés, limitant l'approvisionnement des installations et la création d'emplois au périmètre local.

L'usage électrique exclusif peut se justifier dans des conditions particulières. Il serait pertinent de recourir à une centrale biomasse électrique à proximité de la ressource, dans une région souffrant d'un manque d'installations de production pouvant mettre en péril la sécurité des réseaux. Les Installations de Stockage des Déchets Non Dangereux (ISDND), par exemple, sont majoritairement trop éloignés des centres urbains pour valoriser la chaleur en dehors de l'installation. L'électricité produite, elle, peut être vendue et injectée sur le réseau. Les installations de grande taille, plusieurs dizaines de mégawatts, présentent l'avantage d'économies d'échelle et de structuration de la filière amont par des contractualisations de long terme sur des volumes conséquents. Elles sécurisent enfin une offre électrique pérenne à un coût stable, indépendant des variations du marché des hydrocarbures.

iv. Utilisation actuelle en Europe et en France

D'après le *Rapport d'Information sur la biomasse au service du développement durable*, la biomasse a procuré au monde 1,2 milliards de tonnes équivalent pétrole (TEP) en 2011, soit 10% de la consommation mondiale d'énergie.

Tableau 3 : La biomasse au sein de la consommation énergétique de l'Union Européenne en 2011 (ktep)

Final energy consumption, overall RES and biomass in 2011 (ktoe)

	Total	RES	%RES/Total Final Energy	Biomass	%biomass/Total Final Energy
EU27	1103260	149785	13.58%	92599	8.39%
BE	38886	2309	5.94%	1639	4.21%
BG	9287	1480	15.94%	962	10.36%
CZ	24634	2771	11.25%	2193	8.90%
DK	14679	3690	25.14%	2769	18.86%
DE	207093	26616	12.85%	16240	7.84%
EE	2843	769	27.05%	730	25.68%
IE	10800	766	7.09%	321	2.97%
EL	18835	2128	11.30%	1163	6.17%
ES	86532	13614	15.73%	5898	6.82%
FR	148065	18236	12.32%	12043	8.13%
HR	6181	883	14.29%	445	7.20%
IT	122312	13644	11.16%	6838	5.59%
CY	1896	120	6.33%	41	2.16%
LV	3982	1362	34.20%	1099	27.60%
LT	4696	1113	23.70%	916	19.51%
LU	4276	298	6.97%	93	2.17%
HU	16276	1528	9.39%	1332	8.18%
MT	446	1	0.22%	1	0.22%
NL	50663	2141	4.23%	1581	3.12%
AT	27328	8648	31.65%	4566	16.71%
PL	64689	7050	10.90%	5883	9.09%
PT	17350	4709	27.14%	2706	15.60%
RO	22576	5139	22.76%	3620	16.03%
SI	4951	944	19.07%	558	11.27%
SK	10795	1252	11.60%	774	7.17%
FI	25179	8347	33.15%	7076	28.10%
SE	32168	15452	48.04%	8539	26.55%
UK	132023	5654	4.28%	3021	2.29%

Source: Eurostat, AEBIOM calculations

Au sein de l'Union Européenne, l'énergie issue de la biomasse, estimée à 90 millions de tep, représentait 8,5% de la consommation globale courant 2011. La France, avec ses 12 millions de tep, se situe au deuxième rang européen des nations consommatrices de bioénergie, derrière l'Allemagne et ses 16 millions de tep, principalement issues de la biomasse solide et du biogaz.

En termes de productions primaires (figure 17), la France figure au second rang européen pour les filières valorisant la biomasse solide (bois-énergie, résidus agricoles et agroalimentaires) et les déchets renouvelables incinérés. Une agriculture performante permet à la France de se hisser au second rang européen de production de biocarburants. En ce qui concerne le biogaz, la France occupe le quatrième rang des producteurs européens. Les stratégies de développement de ces pays sont différentes. L'Allemagne, dont la production est près de 15 fois supérieure à

celle de la France, compte pour 60% de la production d'énergie primaire à partir de biogaz de l'Union Européenne grâce à un engagement très fort sur la méthanisation agricole. L'Italie a opté pour la même stratégie à une échelle moindre, générant des quantités de biogaz comparable à la France. Le Royaume-Uni privilégie la même filière que la France avec la valorisation du gaz de décharge, mais il est quatre fois plus productif.

Quant au secteur des biocarburants, deuxième producteur européen derrière l'Allemagne, la France est le pays dans lequel le taux d'incorporation est le plus élevé, en raison d'une politique de soutien ambitieuse. La part des biocarburants dans le bouquet énergétique du transport était proche de 7% en 2012 et, théoriquement, la filière française du biodiesel disposerait dès aujourd'hui d'une capacité de production permettant d'atteindre l'objectif de 10%.

Les cinq premiers pays producteurs de l'UE par filière, en 2010

En milliers de tep

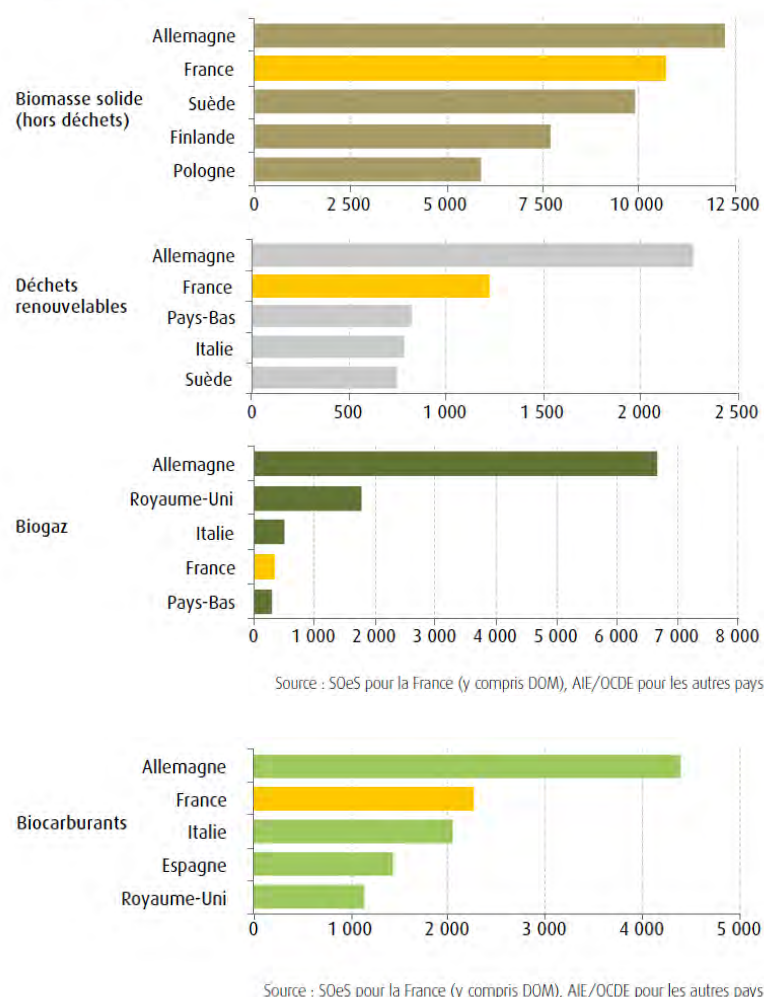


Figure 17 : Les cinq premiers pays producteurs de l'UE par filière en 2010

La France figure donc pour l'heure en bonne place dans le concert des nations européennes productrices de biomasse-énergie, et tout semble concorder pour faire de cette source renouvelable une composante essentielle du bouquet énergétique qui naîtra de la transition

écologique. Le territoire forestier, exploité en-deçà de ses capacités pour l'heure, forme un gigantesque réservoir de bois-énergie. La puissance de l'agriculture nationale, qui s'exprime dans ses capacités exportatrices, génère un grand nombre d'effluents qui peuvent se prêter à une méthanisation ou, en cas de surplus inemployé, à une culture de biocarburants.

La biomasse, toutes filières confondues, concourt pour les deux tiers à la production actuelle d'énergie renouvelable sur le territoire français.

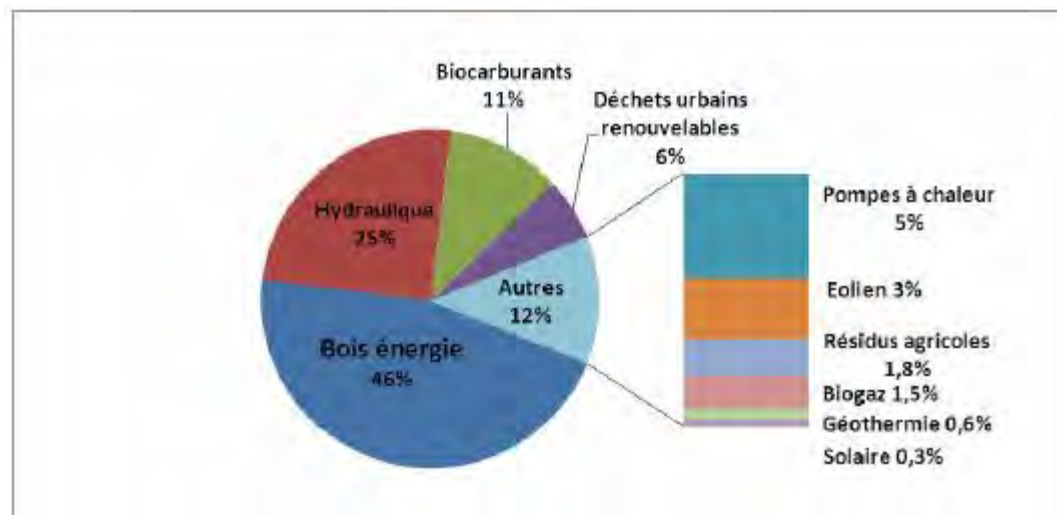


Figure 18 : Part des différentes sources d'énergie dans la production primaire d'énergies renouvelables en 2012

Le bois-énergie occupe la première place parmi les énergies issues de la biomasse avec 46% de la production globale. Les biocarburants, pour leur part, représentent 11%. La part du biogaz demeure extrêmement modeste, mais est déjà cinq fois supérieur au solaire.

La biomasse contribue pour près des trois-quarts de la production de l'ensemble des énergies nouvelles en Europe et en France pour autant capter l'attention des grands médias, de l'opinion publique et des investisseurs. Entre 2005 et 2011, l'éolien et le solaire se sont partagés 85% des montants investis sur le territoire national, sans commune mesure avec leur apport réel à la production nationale d'énergie. La biomasse dispose pourtant d'un statut particulier parmi les énergies renouvelables. D'une part, elle n'est pas fatale comme l'éolien et le solaire, tributaire du vent et de l'ensoleillement : son fonctionnement peut être programmé dans une perspective d'équilibre des réseaux. D'autre part, elle entretient un lien particulier avec le territoire, car la situation géographique de l'unité de production influe directement sur le coût de revient des installations. Quant à l'acheminement de l'énergie produite, s'il est réalisé sous forme d'électricité ou de gaz, la qualité du maillage des réseaux français de distribution permet une injection facile sur tout le territoire. S'il s'agit d'une production de chaleur, limitée à quelques centaines de mètres, la construction du réseau va de pair avec l'édification de l'infrastructure de production.

Les bioénergies sont également créatrices d'un nombre d'emplois important, qui ont l'avantage d'être locaux et non délocalisables grâce à la structure particulière de ces filières ancrées sur le territoire. Ainsi, d'après le tableau 4, ce sont près de 480 000 emplois qui étaient imputables aux filières biomasse en 2010, en particulier celle de la biomasse solide pour près de 60% d'entre eux. De même, sur les 82 000 emplois générés à cette même date en France, la

biomasse solide est directement responsable de 46 000 emplois, soit 55%. Citons également l'exemple Allemand, qui est le seul pays européen où les emplois sont plus le fait du biogaz (53 000, soit 40%) que de la biomasse solide (48 000, soit 37%).

Tableau 4 : Le nombre d'emplois dans les bioénergies en Europe

	Biofuels	Solid biomass	Renewable municipal waste	Biogas
Total EU	109150	274150	26000	70950
BE	2000	3000	430	350
BG	100	3000	n/a	0
CZ	2500	6200	50	500
DK	1500	4500	2500	200
DE	23200	48300	6800	52900
EE	50	2600	n/a	<50
IE	700	600	<50	100
EL	550	2750	n/a	100
ES	10200	14400	1300	2000
FR	29900	45500	3800	2350
HR				
IT	8400	10600	950	4000
CY	50	50	n/a	0
LV	300	5200	<50	200
LT	300	2950	n/a	<50
LU	150	50*	<50	<50
HU	1200	4600	50	100
MT	0	0	n/a	0
NL	2500	3150	4500	1900
AT	2700	18850	150	1500
PL	6450	21800	<50	500
PT	1600	7800	300	<50
RO	1400	11700	n/a	300
SI	150	1550	<50	350
SK	1100	2350	<50	<50
FI	1400	22450	250	<50
SE	3800	25000	2900	<50
UK	7500	5200	1720	3200

Note: Employment covers both direct and indirect jobs (in full-time equivalent) and relate to gross employment, i.e. not taking into account job losses in other industrial sectors or due to expenditure and investment shifted away from other sectors.

Direct jobs are those directly derived from RES manufacturing, equipment and component supply, or onsite installation and O&M.

Indirect jobs are those that result from activity in sectors that supply the materials or components used, but not exclusively so, by the renewables sectors (such as jobs in copper smelting plants part whose production may be used for manufacturing solar thermal equipment, but may also be destined for appliances in totally unconnected fields

Source: The State of Renewable Energies in Europe, 10th EurObserv'ER Report, 2010

Pour autant, la question d'un approvisionnement locale ne permet pas de considérer que la gestion de la problématique énergétique est parfaite dès lors qu'elle s'opère au plus proche du terrain. Le rôle de l'Etat reste fondamental, non seulement pour contribuer au financement des installations comme actuellement, mais aussi pour délivrer une vision d'ensemble de la filière assise sur une bonne connaissance de l'état de la ressource, de la disponibilité des réseaux et de la progression des technologies. En dépit des instruments de financement mis en place et

dont la réussite est controversée, le Fonds Chaleur au premier chef (avec une dotation de 220M€ en 2013), c'est dans cette dernière fonction que la puissance publique a été défaillante jusqu'à présent.

De nombreuses mesures réglementaires ont été prises afin d'aider au développement de la production d'énergie issue de la biomasse. Les principaux outils qui favorisent l'ensemble des filières sont cités ci-dessous par plusieurs sources issues de la presse spécialisée

- **Les appels à projets ADEME et le Fonds chaleur** (environ 250M€ aides par an) dont l'objectif est de financer les projets de production de chaleur à partir d'énergies renouvelables tout en favorisant l'emploi et l'investissement dans le secteur.
- **Le Plan National d'Allocation des Quotas (PNAQ)** qui fixe la quantité annuelle maximale d'émission de gaz à effet de serre pour chaque entreprise selon le secteur d'activité et les installations concernées. Il contraint des milliers d'installations industrielles (dont réseaux de chaleur) à réduire les émissions de CO₂ et à développer des solutions alternatives sous forme d'énergies renouvelables.
- **Une TVA réduite** sur abonnement et fourniture de chaleur à partir de réseaux de **chauffage urbain alimenté en renouvelable à plus de 50%** pour favoriser la demande.
- **Un tarif d'achat garanti** de l'électricité pour les centrales biomasses inférieures ou égales à 12MW
- **Les appels d'offre de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE)** pour les installations biomasse dont la puissance est supérieure à de 12 MW
- **Une taxe modulable pour les centres de traitement des déchets** qui investissent afin d'améliorer leur efficacité énergétique

v. Potentiel Biomasse

Dans ce chapitre seront présentées diverses estimations du potentiel global de production de l'énergie à partir de la biomasse. Plusieurs données de sources différentes pourront être placées en vis-à-vis à titre dans le but de comparer les hypothèses sous-jacentes. Les données spécifiques à l'une des filières seront intégrées dans les chapitres correspondants.

Au cours des auditions réalisées dans le cadre du rapport sur *la biomasse au service du développement durable*, il a été avancé que la totalité de la biomasse française pouvant être utilisée à des fins énergétiques représenterait un potentiel de 500 TWh, ce qui, à titre d'exemple, pourrait suffire à satisfaire la consommation électrique de la France (489,5 TWh en 2012). Il reste à distinguer quelle fraction de cette ressource peut être qualifiée de réserve effectivement utilisable à des fins énergétiques, et dans quelles conditions doivent avoir lieu la collecte et la production d'énergie pour permettre son renouvellement dans le respect des principes du développement durable. Comme toute réserve naturelle rare, la biomasse doit, en effet, faire l'objet d'une allocation optimale.

Scenarii ADEME et ONRB

Le tableau suivant apparaît dans les publications de l'Observatoire Nationale des Ressources en Biomasse (ONRB), mis en place fin 2009 par l'établissement national FranceAgrimer à la demande du ministère en charge de l'agriculture. Selon cette source, en 2020, la combinaison prévue des différents types de biomasse serait de 21,7 Mtep, dont 9,5 Mtep pour la seule

ressource forêt-bois, contre 12 à 13 Mtep aujourd’hui. La biomasse provenant de la sylviculture sera celle qui sera la plus mise à contribution puisqu’elle contribuera à hauteur de 70% dans la production de bioénergie, devant la biomasse provenant de l’agriculture et de la pêche (19%) et celle provenant des déchets (11%).

Tableau 5 : Contribution énergétique prévue des différents types de biomasse en 2020

		Production d'énergie primaire (ktep) prévue en 2020	Part d'énergie primaire (%) prévue en 2020	
A) Biomasse provenant de la sylviculture	1) approvisionnement direct en biomasse ligneuse provenant de forêt ou d'autres zones boisées pour la production d'énergie	9 481	44%	70%
	2) approvisionnement indirect en biomasse ligneuse pour la production d'énergie	5 748	26%	
B) Biomasse provenant de l'agriculture et de la pêche	1) culture et produits de la pêche directement fournis au secteur de la production d'énergie	3 210	15%	19%
	2) sous-produits de l'agriculture/résidus transformés et sous-produits de la pêche destinés à la production d'énergie	1 000	5%	
C) Biomasse provenant des déchets	1) fraction biodégradable des déchets municipaux solides, y compris les biodéchets (déchets biodégradables provenant de jardins et de parcs, déchets alimentaires et de cuisine ménagers, déchets de la restauration, des traiteurs ou des commerces de détail; et déchets comparables des usines agroalimentaires et gaz de décharge)	1 336	6%	11%
	2) fraction biodégradable des déchets industriels : déchets de bois adjuvanté	900	4%	
	3) boues d'épuration	54	0%	
Total Biomasse		21 729		

Source : plan d'action national en faveur des énergies renouvelables

En résumé, les estimations de l'ADEME correspondant à des valorisations énergétiques possibles de type combustion, cogénération, méthanisation ou biocarburants sont les suivantes :

Tableau 6 : Evaluation des ressources biomasse - Source : ADEME

	2020		2030		2050	
	Mtep	%	Mtep	%	Mtep	%
forêt / déchets bois	13	68	15,8	64	19,5	63
biomasse agricole (cultures, déchets cultures, effluents d'élevage)*	4	21	7	28	9,5	31
déchets organiques hors champ (boues, IAA, décharges)	2	11	2	8	2	6
TOTAL	19		24,8		31	

* hypothèse d'importation additionnelle de 2,7 Mtep biocarburants constante entre 2020 et 2050

Ces tableaux mettent en avant une très forte contribution des ressources forestières/déchets bois d'ici 2050 avec 65-70% des approvisionnements biomasse environ ; une stabilité des déchets industriels ou de collectivité et une montée en puissance des produits et déchets d'origine agricole, avec 30% des ressources attendues en 2050.

D'après l'ADEME, les prélèvements en forêt et la production de bois d'œuvre vont fortement augmenter, et on assistera à un très important développement de la méthanisation, de l'utilisation des cultures dérobées et dans une moindre mesure de l'agroforesterie et des haies. Ainsi, c'est toute une évolution des systèmes agricoles et forestiers qui est à mettre en place d'ici 2050 pour une transition énergétique efficace, avec une maîtrise indispensables des problématiques sociaux-économiques qui en découlent.

Les scénarios de l'ANCRE

Dans le cadre du débat sur la transition énergétique, l'ANCRE a proposé de construire des scénarios énergétiques à l'horizon 2050 dans lesquels figurent les objectifs de réduction des GES par un facteur 4 en 2050 et de réduction de la part de l'électricité nucléaire à 50% en 2025. Trois scénarios ont été définis :

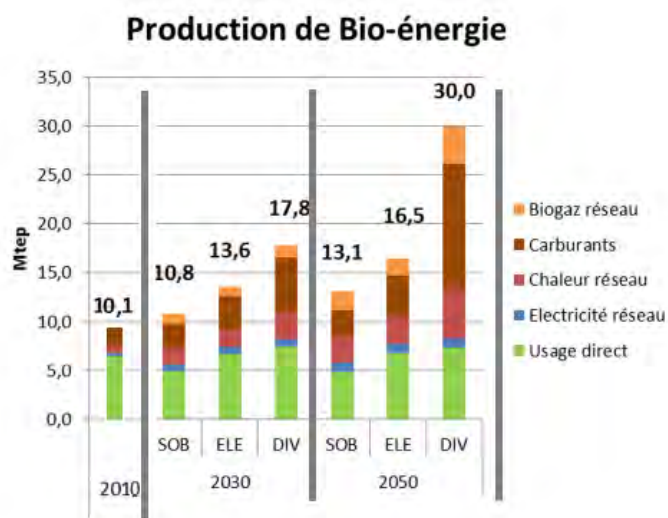
- « Sobriété renforcée » ou SOB : diminution globale et marquée de la consommation énergétique, efficacité énergétique et développement de la part des renouvelables
- « Décarbonisation par l'électricité » ou ELE : diminution globale de la consommation énergétique, efficacité énergétique et rôle central de l'électricité renouvelable et nucléaire
- « Vecteurs diversifiés » ou DIV : efficacité énergétique, développement intensif des bioénergies ou la chaleur en réseaux pour l'habitat et l'industrie.

Les hypothèses posées par chaque scénario sont précisés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 7 : hypothèses technologiques clés des scénarii

<p>Base commune</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Méthanisation des déchets (4,6 Mtep de Biogaz en 2050) • Résidentiel : Part de la chaleur biomasse en augmentation dans tous les scénarios • Industrie : Structuration et développement d'une filière bois pour l'énergie • Développement de la cogénération et des chaudières biomasse
<p>Sobriété Renforcée</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Biocarburant : Maintien des niveaux de production actuels et remplacement progressif de la G1 par G2
<p>Décarbonisation par l'électricité</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Biocarburant : <ul style="list-style-type: none"> – Pas de recours supplémentaires aux ressources agricoles – Développement modéré du BTL pour la production de carburant pour l'aviation et production d'électricité (capacité 10Mt en 2050)
<p>Vecteurs diversifiés</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Développement du recyclage du CO2 par méthanation (carburant, usage domestique...) • Développement d'une filière biométhane ex microalgues pour injection réseau • Développement important du BTL et introduction du BTL allothermique du fait de la contrainte sur la ressource • Augmentation de la part de chaleur biomasse via chaudière collective

La figure 19 représente les simulations des scénarii de l'ANCRE relatives à production de bioénergie en 2030 et en 2050



- SOB, ELE et DIV : Bio-énergie en croissance
- SOB, ELE : Le biogaz issu de déchets est la principale source de croissance
- DIV : multiplication par 3 des bioénergies (carburant x5,5, chaleur réseau x 5,3)

Figure 19 : production de bioénergie selon les scénarii d'ANCRE

Diverses conclusions sont mises en évidence :

- Dans tous les cas de figure, les réseaux de chaleur et d'injection pour le biogaz se développeront de manière importante.
- La croissance de la production de bioénergie sera très faible dans le cas du scénario « SOB », en particulier d'ici 2030, de l'ordre de 7% par rapport à 2010, et s'élèvera à 30% d'ici 2050.
- Dans le cas du scénario « ELE », le schéma global sera équivalent à celui de « SOB », c'est-à-dire que chaque filière présente à peu près les mêmes proportions dans la production globale, mais avec une croissance bien plus soutenue : 35% en 2030 et 63% en 2050 par rapport aux niveaux de production de 2010.
- Le scénario DIV est celui qui induit les changements les plus importants : la production de bioénergie augmentera de 75% en 2030 et triplera d'ici 2050. Cette augmentation très importante est principalement due à l'essor des biocarburants, dont la production serait multipliée par 5,5, grâce notamment au développement du BTL, biocarburant dont la synthèse sera décrite dans le chapitre correspondant, et à la méthanation.

La comparaison entre les différentes estimations montre que les Scenarii de l'ANCRE proposent globalement une production de bioénergie bien inférieure aux estimations ADEME et ONRB. Seul le scénario « diversification des vecteurs énergétiques » correspond pour l'estimation à l'année 2050. De plus, les estimations de l'ADEME sont légèrement inférieures à ceux de l'ONRB, car les cultures dédiées ne sont pas prises en compte. Elle n'envisage en effet aucune intégration de ces cultures contre lesquelles elle se bat fortement depuis plusieurs années.

En conclusion, la constitution d'une filière performante du point de vue de la production d'énergie n'équivaut pas forcément à une meilleure insertion des infrastructures dans le milieu environnant, ni même obligatoirement à une économie d'énergie ou à une réduction des émissions de GES. En effet, la biomasse nécessite un acheminement des matières premières en direction du lieu de production d'énergie. Plus les unités sont imposantes, plus les approvisionnements sont importants et plus la zone de collecte est étendue. Une difficulté supplémentaire surgit en aval de la fonction de production de chaleur : contrairement à l'électricité et au gaz convoyés par des réseaux, qu'il faut alors étendre, les caloporteurs n'agissent que dans un rayon limité. La biomasse est donc d'autant plus efficace, du point de vue énergétique et environnemental, que les ressources employées se situent à proximité du lieu de production.

Cette contrainte de production de la biomasse-énergie amène à rechercher un « point de non-retour », une zone de collecte au-delà de laquelle les principes du développement durable s'opposent à un recours à la biomasse de préférence aux énergies fossiles.

En conséquence, d'après les rapporteurs de la mission d'information sur *la biomasse au service du développement durable*, « à l'heure où se développe, en Amérique du Nord notamment, l'ambition d'exporter du bois-énergie à grande échelle, la France doit recourir à ses propres ressources biomasse pour alimenter sa filière énergétique, et éventuellement solliciter en complément les ressources des états voisins lorsque la coopération européenne le permet autant que les réalités géographiques l'imposent. La performance environnementale, comme d'ailleurs les meilleurs résultats en terme d'emploi, l'exigent évidemment. Dans le cas contraire, on n'aboutirait qu'à répliquer le cycle des fossiles, à savoir une dépendance envers l'étranger,

un déséquilibre structurel de la balance extérieure, et une satisfaction des besoins des populations finalement nuisible tant à l'économie qu'à l'environnement ».

II. Le Bois-Energie

Le « bois énergie » se dit de toutes les applications du bois et autres composés lignocellulosiques en tant que combustible. L'énergie calorifique contenue dans le bois peut être valorisée dans des chaufferies collectives destinées à couvrir tout ou partie des besoins en eau chaude ou en chauffage d'installations résidentielles ou industrielles.

a. Les ressources utilisées

Les ressources sont classées selon leurs origines :

- le gisement forestier ;
- le bois rebut, constitué des palettes usagées, des emballages et des broyats des arbres d'ornement ;
- les produits connexes de l'industrie du bois (scieries, papeteries) ;
- les nouvelles ressources, comme les cultures non alimentaires (Miscanthus...).

Dans le gisement forestier, le bois disponible est classé selon 3 grandes catégories d'utilisations potentielles définies par des caractéristiques dimensionnelles (diamètre) et physiques (qualité du bois). Cette définition utilise des données tirées de proviennent de l'étude réalisée par l'ADEME - *Evaluation du gisement de bois pour l'énergie*.

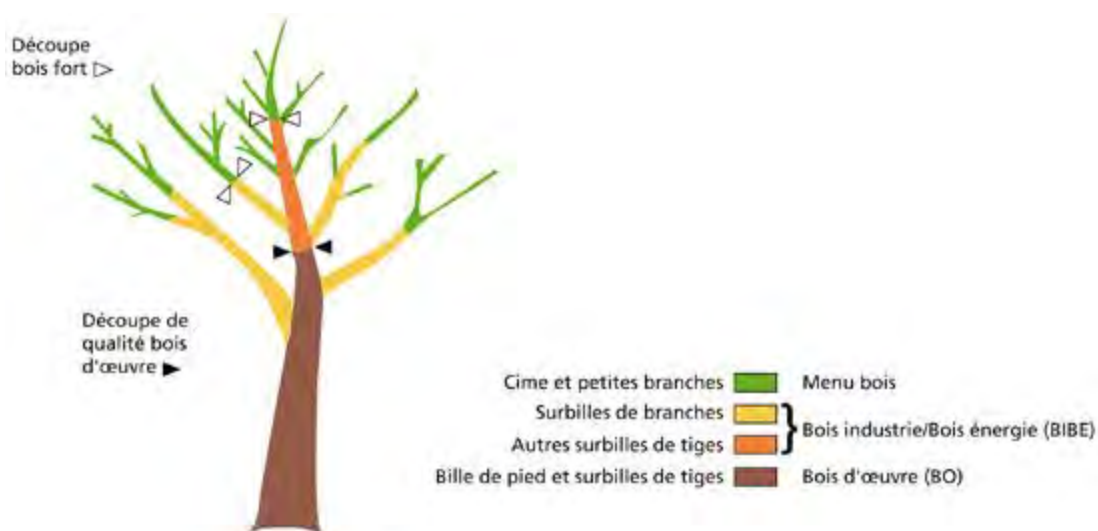


Figure 20 : Les diverses utilisations du bois d'un arbre sur pied

- Le « Bois d'Œuvre » (BO) : ensemble de la biomasse comprise dans la bille de pied et les surbilles de tige, jusqu'à la découpe commerciale bois d'œuvre, et dont la qualité est suffisante pour permettre effectivement un usage bois d'œuvre.
- Le « Bois d'Industrie et Bois Energie » (BIBE), valorisable sous des formes industrielles (panneaux, papier, piquets) et énergétiques (bûches, plaquettes, granulés), et qui comprend 3 composantes :
 - la biomasse des autres surbilles de tige, comprises entre la découpe bois d'œuvre et la découpe bois fort de 7 cm,
 - la biomasse de la tige de dimension bois-d'œuvre mais dont la qualité ne permet pas une valorisation bois d'œuvre,
 - la biomasse des surbilles de branche jusqu'à la découpe bois fort.
- Le Menu Bois : l'ensemble de la biomasse de la tige et des branches comprise dans les bois de diamètre inférieur à 7 cm (cime et petites branches), potentiellement valorisable en énergie (plaquettes, granulés).

Il existe plusieurs types de combustibles bois-énergie :

- Le bois bûche et les plaquettes issus de l'exploitation forestière
- Les produits connexes (écorces, sciures) et les plaquettes issues de l'industrie du bois
- Les granulés et briquettes reconstitués
- Broyats de produits bois en fin de vie

Les bûches constituent la forme la plus traditionnelle du « bois de feu », celle qui demande le moins de transformation mais aussi la moins performante énergétiquement. **Les plaquettes** se présentent sous la forme de quelques centimètres cubes de bois déchiqueté. Leur grand avantage réside dans une humidité réduite, donc une performance énergétique plus grande. En outre, elles se prêtent mieux que les bûches à l'alimentation de chaufferies automatisées. **Les granulés** sont produits par compression en cylindres de quelques millimètres cubes de poudre de bois. Ce produit, plus coûteux, possède un pouvoir calorifique très important dû à une très faible humidité. Plus petits que les plaquettes, les granulés sont facilement stockable et sont donc utilisables aussi bien pour le fonctionnement d'un chauffage individuel que pour un équipement collectif. Certaines méthodes de fabrication des granulés privilégient des produits plus denses alors nommés **brique de bois**. Quant aux **résidus de bois**, elles peuvent alimenter des chaufferies collectives à condition de vérifier que le bois est sain et non traité par des produits chimiques.

Les plaquettes forestières représentent une catégorie de combustibles qui prennent actuellement une importance croissante dans les schémas d'approvisionnement des chaudières collectives. Elles correspondent au combustible obtenu par broyage ou déchiquetage de végétaux ligneux bruts et non transformés. Quatre critères sont utilisés pour les caractériser :

- La granulométrie (fonction du type d'installation de chauffage)
- Le taux d'humidité (impacte le rendement thermique)
- Le PCI (énergie dégagée par combustion)
- Le taux de cendre (quantité de résidus)

Les informations disponibles indiquent que les ménages consomment principalement du bois « primaire », directement issu de l'exploitation des forêts ou des ressources hors forêt. Quant aux chaufferies industrielles, les industries de la seconde transformation du bois principalement à l'heure actuelle, elles consomment essentiellement leurs coproduits (écorce, plaquettes de scierie, sciures, liqueurs noirs). D'après l'ADEME, en 2009, elles consommaient également, avec les chaufferies collectives, la quasi-totalité des plaquettes commercialisées (230 000 m³/an en 2005 – 2007 d'après l'enquête EAB « exploitation forestière et scierie »).

b. Description technologique

Dans le cadre du bois-énergie, le combustible peut être valorisé de deux manières différentes : en chaudière à bois ou par cogénération, grâce à une chaudière équipée d'une turbine à vapeur. Dans ce dernier cas, la fabrication d'électricité s'ajoute à celle de la chaleur. Les chaudières à bois naturel sont les seules technologies à pouvoir s'affranchir d'une taille critique, et à pouvoir être utilisées aussi bien en système individuel que collectif. Les particuliers disposent généralement de chaudières à bois de petites tailles, dont la puissance est comprise entre 4,5 kW_{th} et 100 kW_{th}, et qui sont polyvalentes en termes de combustible. Elles peuvent ainsi fonctionner avec tout type de bois déchiqueté, qu'il soit d'origine forestière ou sous-produit de la filière bois, en addition avec des plaquettes forestières. En revanche, leur qualité doit être élevée pour ne pas endommager les installations, notamment en termes de taux d'humidité qui ne doit pas excéder 25 – 30%. Cet impératif complique l'approvisionnement des particuliers en plaquettes forestières, pour lesquelles il n'existe encore pas de garanti de qualité. Le volume d'approvisionnement nécessaire pour ces chaudières est généralement de 30 à 60 MAP/an, soit entre 7,5 et 15 t/an de plaquettes forestières.

Les dimensions des chaudières des collectivités locales sont évidemment plus importantes. Leur puissance peut varier de 150 kW_{th} pour les plus petites installations jusqu'à une dizaine de MW_{th} pour les plus imposantes. Ces chaufferies sont moins restrictives au niveau du type d'intrants incorporables, un mélange de plaquettes forestières et de produits connexes de scieries, et le taux d'humidité peut atteindre les 45%. Selon la puissance des installations, les quantités de combustible nécessaires peuvent aller de la dizaine à plusieurs centaines de milliers de tonnes annuelles. On relève des ordres de grandeur de 3000 m³/an ou 4000 t/an en plaquettes forestières pour 1MW de puissance.

Tableau 8 : Matières premières utilisées et la taille des installations en fonction du procédé technologique - Source : RMT Biomasse

Procédé	Matière première	Taille
Combustion	Biomasses lignocellulosiques	Des chaufferies domestiques (2 à 4 t MP/an) aux chaufferies collectives (3 à 4000 t MP pour 3 à 4 MWth) et industrielles
Pyrolyse	Biomasses lignocellulosiques	De petites unités aux unités industrielles
Gazéification	Biomasses lignocellulosiques	D'une dizaine de kWe à plusieurs dizaines de Mwe
Méthanisation	Biomasses / déchets méthanisables	Du méthaniseur agricole (au moins 40 kWe) à plusieurs MW pour les unités industrielles (de l'ordre 100 000 T MP/an)
Biocarburant G1	Matière sucrée et amylacée (bioéthanol) ; oléagineux (biodiesel)	Industrielle (bioéthanol : 100 à 300 kt/unité/an ; biodiesel : 50 à 500 kt/unité/an)
Biocarburant G2	Biomasses lignocellulosiques	Industrielle (rayon d'approvisionnement - voie biochimique : 30 à 40 km soit + de 500 000 t MP ; voie thermochimique : 500 km)

MP = Matière Première

L'usage de Bois-Energie est également de plus en plus répandu chez les entreprises. D'une puissance comprise entre 250 KW_{th} et plusieurs dizaines de MW_{th}, elles utilisent généralement comme combustible de la plaquette forestière avec un éventuel complément en bois de recyclage. Pour donner un ordre de grandeur, la consommation annuelle est de 20 à 30 000 t de combustible par tranche de 10 MW, en fonction de ses caractéristiques et de l'activité du site industriel.

Le schéma technologique est *grosso modo* le même quelle que soit la taille de la chaudière. Son mode de fonctionnement est décrit ci-dessous sur la figure 21 :

Chaudières

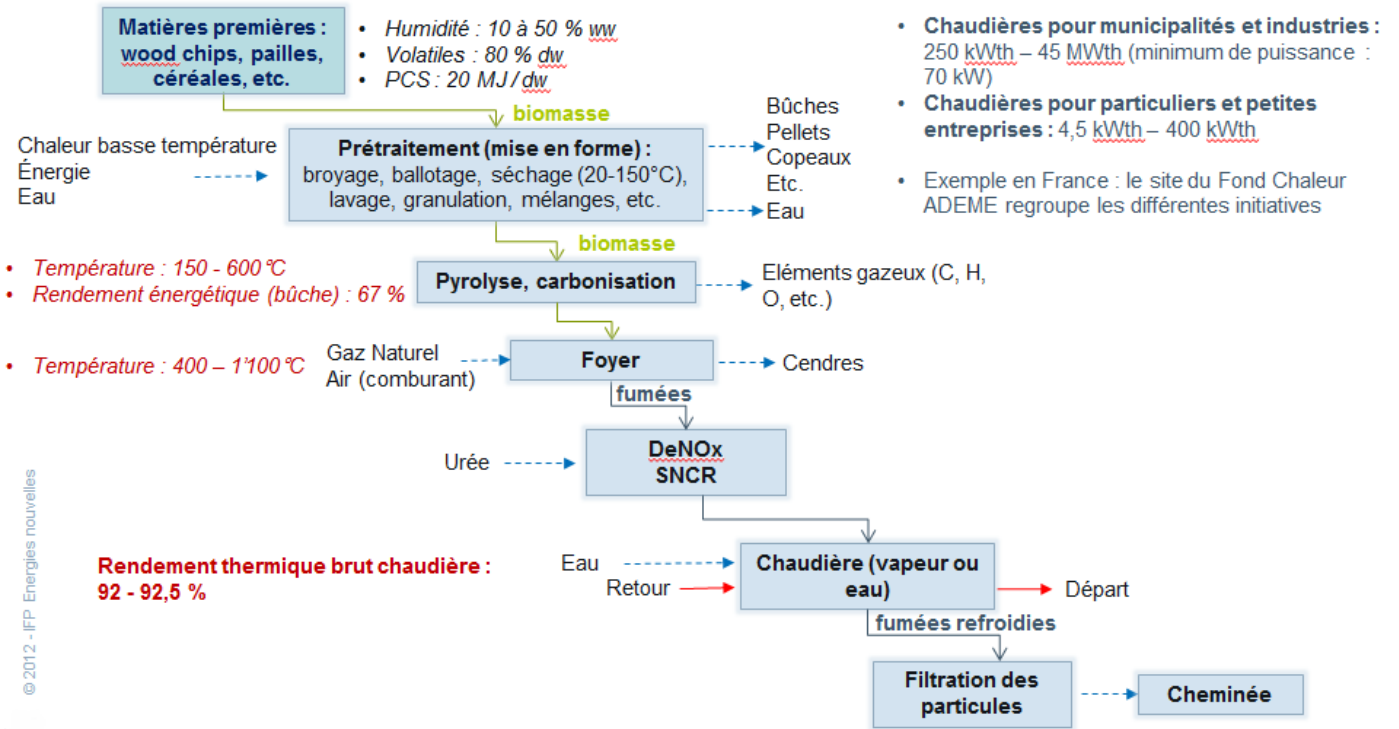


Figure 21 : schéma technologique des chaudières

Les technologies de chaudières individuelles et de chaufferies collectives ou industrielles ont la particularité de présenter des rendements thermiques très élevés, supérieurs à 90%. Il est également nécessaire de préciser que la biomasse bois en général possède de par ses caractéristiques physico-chimiques, un potentiel énergétique important. La figure 22 et le tableau 9 permettent de comparer quelques équivalences énergétiques pour différentes formes de bois.



Figure 22 : Equivalence énergétique pour la ressource bois

Tableau 9 : Unités d'équivalence bois rond, source ADEME

1 t MS	0,435 tep
1 m ³	0,519 t MS
1 m ³	0,225 tep

1 MWh	0,086 tep
1 stère	0,67 m ³
1 stère	0,147 tep

1 tonne de bois = 0,3215 tep (valeur du conseil mondial de l'énergie)

c. Etat de la filière France et internationale

i. Les usages actuels du bois-Energie

La synthèse du CEMAGREF donne une bonne vue d'ensemble sur les forêts françaises :

Tableau 10 : Résumé des principaux chiffres de la forêt - Source : CEMAGREF

	Unité	France
Surface de forêt	Mha	15.5
Volume sur pied	Mm ³	2'370
Production biologique	Mm ³	103 à 115
Rapport privée/publique	%	75/25
Volume moyen	m ³ /ha	160
Production brute	m ³ /ha/an	7.1
Production nette (sans mortalité naturelle)	m ³ /ha/an	6.1
Récolte totale	Mm ³	52 à 61
dont commercialisée	Mm ³	33.6 (2004)
dont bois-énergie	Mm ³	~ 21
dont autoconsommé	Mm ³	~ 18
Gisement total supplémentaire	Mm ³	30 à 40
Gisement économiquement rentable pour bois énergie	Mm ³	12 à 16

C'est au travers des usages les plus traditionnels que le bois-énergie domine le secteur de la biomasse. La France compte six millions de foyers équipés d'un appareil de chauffage au bois de faible puissance – poêles, inserts, chaudière bûches ou granulés. La production énergétique associée se monte à 7,6 Mtep – les trois quarts de biomasse-énergie française. En comparaison, les quelques quatre milles chaufferies utilisant de la biomasse, aux deux-tiers collectives et au tiers restant industrielles, représentent une puissance installée de plus de 3 300 MW, et une production de chaleur d'approximativement 1 Mtep. Ce nombre connaît cependant une croissance soutenue, même si certaines régions montrent une ouverture plus marquée que d'autres à ce mode de chauffage.

A l'heure actuelle, le bois, *via* la filière du bois Energie principalement, est la forme de biomasse la plus valorisée énergétiquement en France. Et pour cause : avoisinant les 16 millions d'hectares en 2011, quatrième surface forestière d'Europe, la ressource est extrêmement présente dans le pays. 31% du territoire métropolitain est ainsi occupé par des forêts ou des espaces boisés (source agreste). La forêt française se compose à 70% de feuillus et à 30% de résineux. Le volume de bois sur pied (diamètre du tronc supérieur à 7,5 cm, sans les branches

ni les tiges) était de 2,4 milliards de m³ en 2007 (source IFN). La production annuelle biologique globale est de 112 millions de m³, dont 25 millions de m³ pour le bois sur pied. Il s'agit de la quantité maximale théorique qui peut être prélevée dans une gestion durable de la ressource sans entamer la vitalité des massifs.

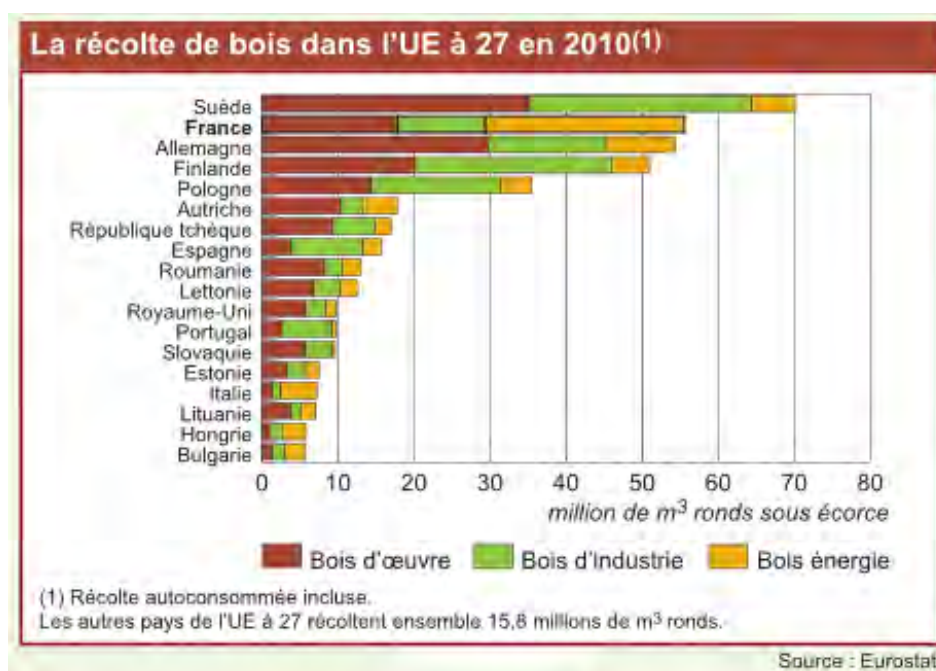


Figure 23 : La récolte de bois dans l'UE en 2010

Le rapport de *la biomasse au service du développement durable* avance une récolte annuelle actuelle de 40 millions de m³ de bois, dont 21 millions pour le BO, 14 millions pour le BI – papiers et panneaux- et près de 5 millions pour le BE. S’y ajoute la quantité de bois, souvent autoconsommée, qui transite hors des réseaux commerciaux pour servir à la production de chaleur individuelle. Cette dernière est estimée à 20 millions de m³ par an. Ainsi, la collecte annuelle se limite à la moitié de l’accroissement biologique.

Le bois-énergie entretient des relations étroites avec les deux autres filières que sont le bois d’œuvre et le bois d’industrie, qu’elles soient concurrentielles ou synergiques. Le bois utilisées pour chacune des filières peuvent être issues de différents gisements (bois sur pied, bois de bord de route, peupleraies ou haies...) ou de différentes parties de l’arbre (bille de pied, surbilles de branches...) comme montré par la figure 20. Ainsi, à titre d’exemple, l’exploitation d’un arbre dit « noble » pour en tirer des matériaux de construction ou des meubles peut libérer de la ressource annexe pour des usages énergétiques.

En 2010, d’après des fédérations professionnelles, 11% des 40 millions de m³ de bois récoltés et commercialisés étaient destinés à un usage énergétique. A titre de comparaison, les filières du bois d’œuvre (construction, meubles, emballages) utilisaient 53% de la récolte annuelle, et celle du bois d’industrie (fabrication de pâte et de papier ou de panneaux) 36% (fig.24).

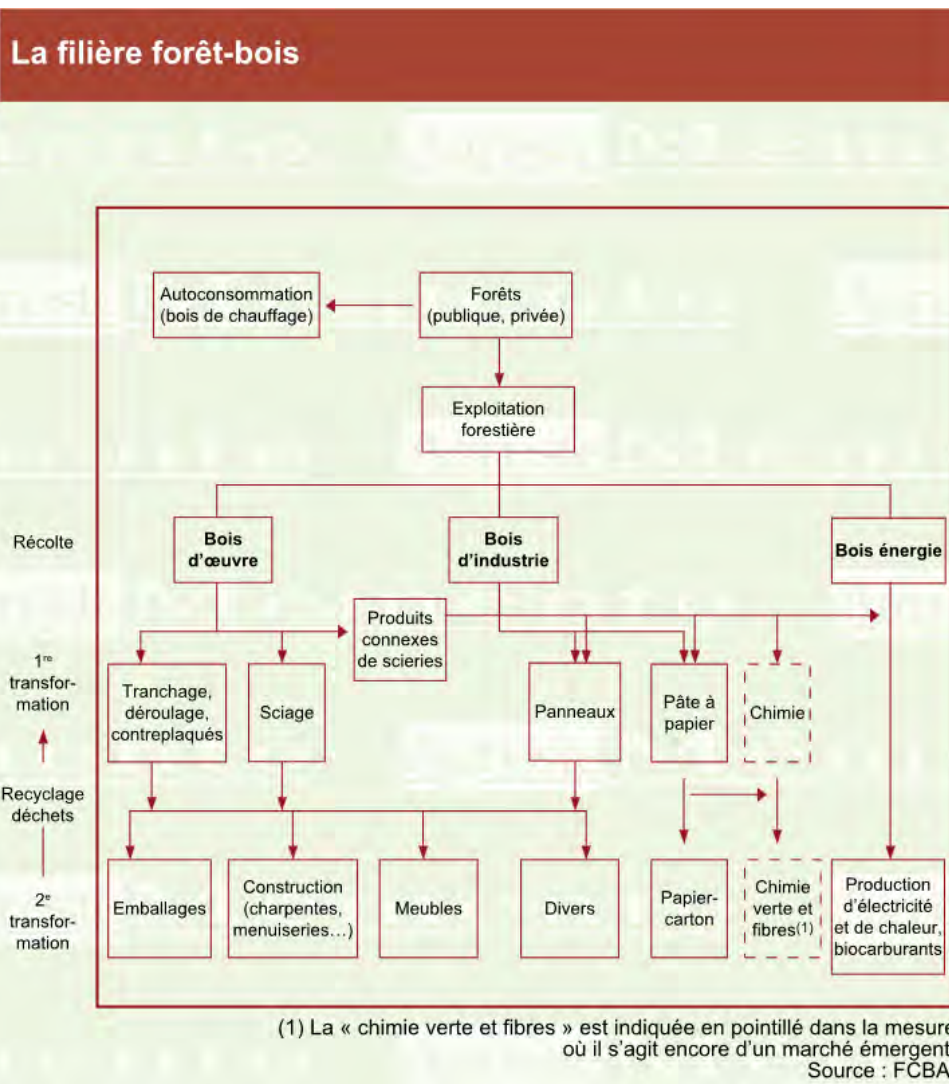


Figure 24 : La filière forêt-bois

Le tableau 11 récapitule les estimations de l'ADEME relatives aux prélèvements actuelles de la ressource ligneuse à des fins industrielles et/ou énergétiques. Daté de 2006, il permet de visualiser les régions où la collecte de bois est la plus importante. Dans le trio de tête se trouvent le Rhône-Alpes, l'Aquitaine et les Midi-Pyrénées, qui sont les également les trois régions dont les ménages consomment le plus d'énergie issue du bois-énergie, comme indiqué dans le tableau 12. Elles ont en commun une densité de population importante, et possèdent de vastes réserves forestières, malgré une facilité d'accès à la ressource inégale.

Tableau 11 : Evaluation des prélèvements actuels de bois d'origine forestière, pupicole et bocagère – Source : ADEME

Régions administratives	FORETS								
	Bois Energie x 1000 m ³ /an			Bois d'Industrie x 1000 m ³ /an			Bois Energie et Bois d'Industrie x 1000 m ³ /an		
	Feuillus	Résineux	Total	Feuillus	Résineux	Total	Feuillus	Résineux	Total
ALSACE	637	34	671	77	144	221	714	177	891
AQUITAINE	1 343	71	1 414	514	2 807	3 321	1 857	2 877	4 735
Auvergne	944	50	993	68	260	328	1 012	309	1 321
BASSE-NORMANDIE	527	28	555	135	83	217	662	110	772
BOURGOGNE	847	45	892	317	370	687	1 164	415	1 579
BRETAGNE	827	44	871	10	86	96	938	129	967
CENTRE	1 042	55	1 096	309	329	638	1 350	384	1 734
CHAMPAGNE-ARDENNE	896	47	943	652	277	930	1 548	325	1 872
CORSE	500	26	526	3	0	3	503	26	529
FRANCHE-COMTE	926	49	974	190	400	590	1 116	449	1 564
HAUTE-NORMANDIE	617	32	650	220	68	288	837	101	937
ILE-DE-FRANCE	921	48	970	82	23	106	1 004	72	1 075
LANGUEDOC-ROUSSILLON	612	32	644	51	263	315	663	296	959
LIMOUSIN	607	32	639	567	276	843	1 174	308	1 482
LORRAINE	881	46	928	904	358	1 262	1 785	404	2 189
MIDI-PYRENEES	1 201	63	1 264	395	183	578	1 595	247	1 842
NORD - PAS-DE-CALAIS	658	35	693	49	17	66	707	52	759
PAYS DE LA LOIRE	704	37	741	50	161	211	754	198	952
PICARDIE	740	39	779	442	59	502	1 183	98	1 281
POITOU-CHARENTES	798	42	840	175	125	300	973	167	1 140
PACA	868	46	913	38	321	359	906	366	1 272
RHONE-ALPES	1 657	87	1 744	90	219	308	1 746	306	2 052
FRANCE	18 753	987	19 740	5 338	6 829	12 167	24 091	7 816	31 907

Estimations réalisées à partir des données EAB (moyenne 2005-2007) et CEREN (2006)

Régions administratives	PEUPLERAIES			HAIES
	Bois Energie x 1000 m ³ /an	Bois d'Industrie x 1000 m ³ /an	Bois Energie et Bois d'Industrie x 1000 m ³ /an	Bois Energie x 1000 m ³ /an
ALSACE	1	3	3	29
AQUITAINE	14	20	34	75
Auvergne	8	2	9	100
BASSE-NORMANDIE	4	1	5	283
BOURGOGNE	9	8	17	57
BRETAGNE	11	3	14	258
CENTRE	10	10	20	69
CHAMPAGNE-ARDENNE	14	6	21	31
CORSE	0	0	0	4
FRANCHE-COMTE	2	2	5	51
HAUTE-NORMANDIE	1	2	3	31
ILE-DE-FRANCE	7	1	8	10
LANGUEDOC-ROUSSILLON	2	0	2	21
LIMOUSIN	2	1	2	63
LORRAINE	2	3	5	40
MIDI-PYRENEES	9	11	20	99
NORD - PAS-DE-CALAIS	44	19	63	76
PAYS DE LA LOIRE	31	4	35	259
PICARDIE	26	44	71	33
POITOU-CHARENTES	15	18	33	150
PACA	0	1	1	39
RHONE-ALPES	9	12	21	69
FRANCE	222	170	392	1 845

Estimations réalisées à partir des données EAB (moyenne 2005-2007) et CEREN (2006)

Tableau 12 : consommation de bois énergie des ménages (résidences principales) en 2006 – Source : ADEME

Régions administratives	Consommation des résidences principales en 2006	
	X 1000 m ³	En ktep
Alsace	880	193
Aquitaine	1 953	429
Auvergne	1 263	277
Basse-Normandie	1 019	224
Bourgogne	1 126	247
Bretagne	1 430	314
Centre	1 440	316
Champagne-Ardenne	1 221	268
Corse	605	133
Franche comté	1 233	270
Haute-Normandie	871	191
Ile de France	1 317	289
Languedoc-Roussillon	834	183
Limousin	825	181
Lorraine	1 187	260
Midi-Pyrénées	1 667	366
Nord-Pas de Calais	1 100	241
Pays de la Loire	1 332	292
Picardie	1 063	233
Poitou-Charentes	1 257	276
PACA	1 330	292
Rhône-Alpes	2 303	505
France	27 258	5 980

Source : CEREN, 2009

Tableau 13 : taux d'exploitabilité de la disponibilité forestière – Source : ADEME

Ventilée par catégorie de propriété (ns : non significatif)

Régions administratives	Part de BIBE forestier exploitable					Part de MB forestier exploitable				
	Domaniale	Autre publique	Total publique	Privée	Total	Domaniale	Autre publique	Total publique	Privée	Total
Alsace	71%	78%	76%	72%	75%	24%	40%	36%	50%	39%
Aquitaine	87%	38%	47%	76%	73%	55%	25%	31%	40%	40%
Auvergne	ns	45%	54%	55%	55%	ns	18%	20%	32%	30%
Basse-Normandie	76%	ns	76%	75%	76%	25%	Ns	23%	52%	46%
Bourgogne	82%	80%	81%	78%	79%	59%	65%	63%	60%	61%
Bretagne	ns	ns	77%	77%	77%	ns	Ns	43%	53%	52%
Centre	83%	ns	84%	85%	85%	51%	Ns	52%	65%	64%
Champagne-Ardenne	84%	84%	84%	82%	83%	66%	68%	67%	70%	69%
Corse	ns	ns	16%	21%	19%	ns	Ns	9%	14%	13%
Franche-Comté	89%	74%	75%	70%	73%	70%	57%	59%	56%	57%
Haute-Normandie	82%	ns	83%	80%	81%	47%	Ns	48%	60%	57%
Ile-de-France	86%	ns	81%	85%	84%	62%	Ns	62%	72%	69%
Languedoc-Roussillon	37%	44%	40%	33%	35%	21%	23%	22%	19%	20%
Limousin	Ns	ns	ns	71%	71%	ns	Ns	Ns	48%	48%
Lorraine	80%	83%	82%	84%	83%	38%	56%	49%	57%	52%
Midi-Pyrénées	36%	35%	35%	49%	47%	26%	23%	24%	40%	36%
Nord-Pas de Calais	Ns	ns	88%	88%	88%	ns	Ns	68%	73%	72%
Pays de la Loire	Ns	ns	83%	85%	84%	ns	Ns	23%	56%	53%
Picardie	83%	ns	81%	84%	83%	52%	Ns	52%	72%	68%
Poitou-Charentes	Ns	ns	87%	84%	84%	ns	Ns	48%	64%	63%
PACA	10%	19%	15%	36%	28%	9%	13%	11%	24%	19%
Rhône-Alpes	18%	21%	21%	32%	30%	11%	16%	15%	23%	21%
France	66%	58%	61%	64%	64%	38%	39%	39%	45%	43%

Ventilée par groupe d'essence (ns : non significatif)

Régions administratives	Part de BIBE forestier exploitable			Part de MB forestier exploitable		
	Feuillus	Résineux	Total	Feuillus	Résineux	Total
Alsace	77%	70%	75%	49%	25%	39%
Aquitaine	67%	84%	73%	54%	21%	40%
Auvergne	52%	59%	55%	37%	21%	30%
Basse-Normandie	79%	ns	76%	51%	ns	46%
Bourgogne	79%	75%	79%	64%	43%	61%
Bretagne	82%	64%	77%	60%	31%	52%
Centre	89%	60%	85%	70%	34%	64%
Champagne-Ardenne	84%	76%	83%	73%	45%	69%
Corse	17%	28%	19%	13%	11%	13%
Franche-Comté	72%	75%	73%	58%	56%	57%
Haute-Normandie	82%	ns	81%	60%	ns	57%
Ile-de-France	85%	ns	84%	71%	ns	69%
Languedoc-Roussillon	33%	40%	35%	21%	19%	20%
Limousin	72%	70%	71%	56%	26%	48%
Lorraine	84%	80%	83%	63%	22%	52%
Midi-Pyrénées	47%	42%	47%	38%	26%	36%
Nord-Pas de Calais	89%	ns	88%	73%	ns	72%
Pays de la Loire	87%	77%	84%	65%	23%	53%
Picardie	85%	ns	83%	70%	ns	68%
Poitou-Charentes	86%	71%	84%	66%	40%	63%
PACA	39%	20%	28%	28%	8%	19%
Rhône-Alpes	31%	26%	30%	26%	15%	21%
France	66%	56%	64%	51%	24%	43%

ADEME

Les tableaux ci-dessus montrent le taux d'exploitabilité de la disponibilité forestière région par région. Les moyennes nationales sont respectivement de 64% pour les BIBE et de 43% pour les MB. Les valeurs sont très hétérogènes : globalement comprises entre 75% et 90% pour les BIBE et entre 40 et 70% pour les MB, elles peuvent descendre jusqu'à 55 - 30 % en Auvergne, 47 - 36% en Midi-Pyrénées, 35 - 20% en Languedoc-Roussillon, 30 - 21% en Rhône-Alpes, 28

– 19 % en PACA et 19 - 13% en Corse. Il s’agit pour la plupart de zones montagneuses où la pente élevée interdit rapidement la faisabilité technico-économique de l’exploitation en altitude. Dans le BIBE principalement, les ratios sont relativement identiques entre espaces publics, dont domaniaux, et privés. C’est également le cas pour les MB, malgré un écart-type plus élevé. Des exceptions sont toutefois notables : dans le premier cas, il s’agit de l’Aquitaine (BIBE), du Midi-Pyrénées, de la PACA et du Rhône-Alpes ; et dans le second cas de l’Auvergne, de la Basse-Normandie, des Pays de la Loire, de la Picardie, du Poitou-Charentes, de la PACA et du Rhône-Alpes.

En règle général, le taux d’exploitation de la disponibilité forestière est plus importante pour les feuillus que pour les résineux, à la fois pour l’exploitation des BIBE et des MB. L’Aquitaine, la Corse et Le Languedoc-Roussillon sont les régions où la disponibilité des feuillus BIBE est notablement plus importante que celle des résineux, alors qu’aucune région ne présente une telle spécificité dans le cadre de l’exploitation des MB.

Mais des effets de synergie peuvent apparaître et moduler, sinon diminuer, les effets de concurrences entre elles : des portions d’un même arbre sur pied seront utilisées dans l’une ou l’autre des industries, et leurs résidus pourront valorisés énergétiquement par exemple. A contrario, un débouché en tant que bois d’œuvre et/ou bois d’industrie est quasiment obligatoire pour pouvoir valoriser énergétiquement une ressource forestière. Au niveau national, d’après l’étude de l’ADEME datée de 2009, la part de la **disponibilité brute en BIBE liée à l’exploitation du BO** est ainsi estimée à **42% si l’on retient comme critère le BIBE physiquement lié**, c’est-à-dire si le BIBE et le BO sont prélevés sur un même individu ; ou **62%** si l’on considère le **BIBE induit par l’exploitation du BO**, où cet exploitation permet de mobiliser le BIBE dans les arbres de mêmes peuplements mais qui ne comportent pas de BO (arbres de taillis de mélange). Cet écart induit par la définition du BIBE porte exclusivement sur le mode de classement des brins de taillis dans les mélanges de futaie et de taillis.

Tableau 14 : Part généralisée de BIBE à l'exploitation de BO en forêt – Source : ADEME

Régions administratives	BIBE lié physiquement au BO*	BIBE lié induit par l'exploitation économique du BO**
ALSACE	66%	76%
AQUITAINE	49%	66%
AUVERGNE	46%	64%
BASSE-NORMANDIE	42%	61%
BOURGOGNE	34%	63%
BRETAGNE	38%	56%
CENTRE	32%	56%
CHAMPAGNE-ARDENNE	48%	75%
CORSE	56%	66%
FRANCHE-COMTE	50%	73%
HAUTE-NORMANDIE	44%	62%
ILE-DE-FRANCE	37%	63%
LANGUEDOC-ROUSSILLON	30%	43%
LIMOUSIN	35%	59%
LORRAINE	60%	73%
MIDI-PYRENEES	32%	57%
NORD-PAS-DE-CALAIS	57%	74%
PAYS DE LA LOIRE	37%	59%
PICARDIE	43%	69%
POITOU-CHARENTES	18%	38%
PACA	43%	50%
RHONE-ALPES	43%	64%
FRANCE	42%	62%

Le tableau 15, édité par SOLAGRO vient compléter ces données. Aux 25 millions de m³ de récolte de bois provenant d'arbres sur pied à proprement dits et utilisés pour fournir de l'énergie, viennent s'ajouter 17 millions de m³ de bois provenant des déchets de l'industrie du bois principalement. Cette source de biomasse est dite « indirecte », puisqu'une dérivée d'une activité industrielle primaire. Au total, 42,5 millions de m³ de bois seraient valorisés énergétiquement, principalement dans le secteur du résidentiel, 75%, contre 20 pour l'industrie. Ces valeurs sont cohérentes avec le tableau ci-dessous. On remarque également grâce à la figure 25 que la quasi-totalité de l'énergie tirée du bois est utilisée sous forme de calories (93%).

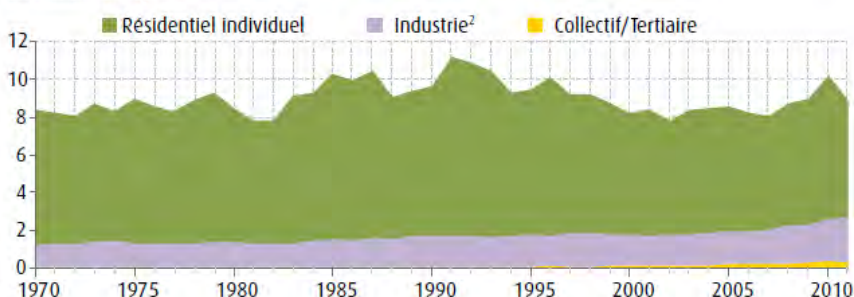
Tableau 15 : Les usages actuels du Bois Energie

Équivalent Mm3 de bois rond (source : SSP)

Source	« Direct » Ressource primaire	« Indirect » Ressource dérivée	Total
Répartition par origine	25,4	17,1	42,5
Forêt	18,5		18,5
Arbres hors forêt	6,6		6,6
Déchets industrie du bois		11,6	11,6
Liqueurs noires		3,6	3,6
Récupération		2,2	2,2
Répartition par usages	25,4	17,1	42,5
Cogénération	0,6	0,9	1,5
Industrie & autre	1,5	7,4	8,9
Résidentiel & tertiaire	23,3	8,8	32,1

Consommation primaire de bois-énergie par secteur (non corrigée des variations climatiques)

En millions de tep¹



Consommation primaire, en millions de tep¹

	1980	1990	2000	2005	2008	2009	2010	2011
corrigée des variations climatiques ³	7,91	10,26	8,83	8,52	8,93	9,12	9,55	9,86
à climat réel	8,54	9,63	8,28	8,57	8,73	9,00	10,23	8,87
dont secteur industriel ²	1,30	1,60	1,65	1,78	2,01	2,01	2,25	2,35
dont secteur domestique	7,15	7,90	6,48	6,55	6,43	6,65	7,56	6,13
dont secteur collectif et tertiaire	0,06	0,10	0,11	0,20	0,25	0,29	0,38	0,35

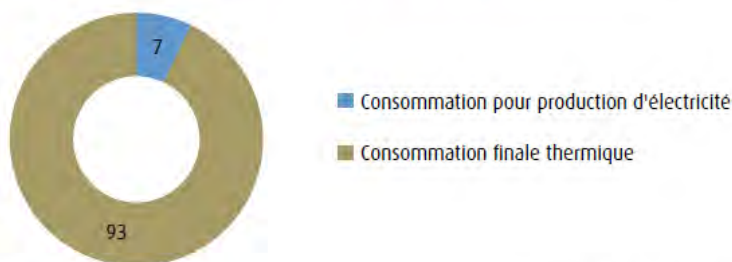
Champ : métropole.

Source : SOeS, d'après Ademe, Insee et Ceren

Structure de la consommation primaire de bois-énergie en 2011

Le bois-énergie est utilisé pour la production d'électricité et/ou pour la production de chaleur.

En %



Champ : métropole.

Source : SOeS, d'après Ademe, Insee

¹ Avec 0,147 tep par stère.

² Pour la production de chaleur et/ou d'électricité.

³ La correction climatique ne concerne que les secteurs résidentiel, collectif et tertiaire.

⁴ Bois-énergie consommé par les utilisateurs finals (agriculture, industrie, ménages, secteur collectif et tertiaire) pour la production de chaleur.

Figure 25: Consommation primaire de bois-énergie

D'autres modes de valorisation du bois prometteurs sont à l'étude, en particulier la production de biocarburants dits de seconde génération associée à la synthèse de produits chimiques « verts » à haute valeur ajoutée et la production de biométhane à partir de substrats lignocellulosiques.

On peut aussi se poser la question de l'impact environnemental d'un éventuel accroissement de l'exploitation forestière : quid de l'éco-diversité et du rejet de carbone ?

De manière générale, les forêts sont au centre d'intenses discussions à propos du rôle qui leur est actuellement dévolu, ou sur son évolution dans un avenir proche : puits à carbone et gardiens de la biodiversité, ressources pour le bois d'œuvre, réservoir à biomasse pour le Bois-Energie ou pour la fabrication de biocarburants de deuxième génération et la chimie verte...

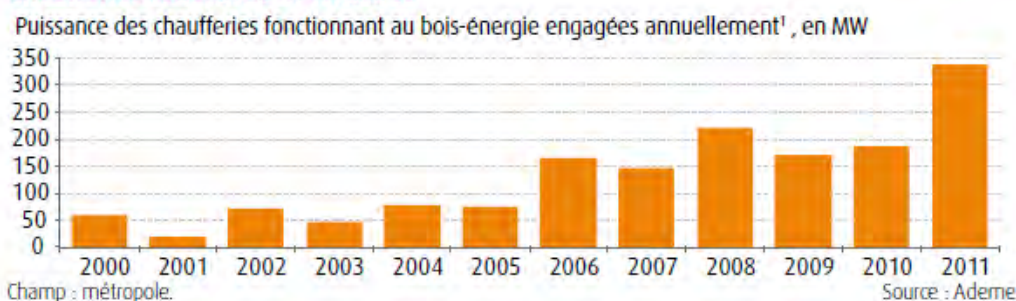
Le sujet est économiquement et écologiquement trop complexe pour qu'une décision globale soit prise à l'échelle nationale voir européenne : les états peuvent certes inciter l'une ou l'autre des filières, par la mise en place d'objectifs énergétiques et de subventions, (ces dernières étant encore parfois à mettre en place), mais une réflexion raisonnée ne peut se faire qu'au prisme locale ou territoriale. Il est alors nécessaire de comparer à toutes les échelles les intérêts économiques, environnementaux et sociétaux des différentes filières pour décider lesquelles promouvoir et quelles actions mener.

ii. Identification des projets

Comme l'indique la figure 3, 9% de la consommation énergétique primaire française actuelle, soit 23 Mtep, est d'origine renouvelable. Près de 40% de cette consommation (9 Mtep) provient de la biomasse forestière, dont 7,3 Mtep de bois-bûche, 1,6 Mtep de produits connexes et de bois de rebut et moins de 0,1 Mtep de plaquettes forestières (**Etude PER**). Le bois est utilisé en énergie pour le chauffage et la cogénération de sites industriels (24%), de collectivités et des particuliers (76%).

Autrefois confiné à l'usage particulier ou à des petits réseaux de chaleur urbains, le secteur du Bois Energie a pris de l'importance dans les années 2000. A l'essor continu de la vente de chaudière à bois pour les particuliers se développe désormais également en parallèle des projets industriels et de collectivités de grandes ampleurs. Cette nouvelle orientation est très clairement indiquée dans le schéma ci-dessous par une augmentation importante de la puissance unitaire des chaufferies.

Chaufferies collectives et tertiaires



Chaufferies collectives et tertiaires fonctionnant au bois-énergie engagées annuellement

	2000	2002	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Nombre	104	139	257	261	390	482	393	335	375	338
Puissance, en MW	60,1	73,0	77,0	73,9	163,7	146,6	220,8	172,6	186,8	338,3
Consommation de bois ² , en ktep	20,0	25,9	17,8	19,3	48,3	42,1	54,8	62,1	65,0	124,9

Champ : métropole. Source : Ademe

¹ Nouvelles opérations engagées annuellement dans le cadre des programmes bois-énergie et bénéficiant de divers dispositifs de soutien (fonds chaleur dont les projets biomasse chaleur industrie agriculture tertiaire (BDAI), aides hors fonds chaleur).
² Consommation prévisionnelle déclarée.

Figure 26 : Nombre de chaufferies fonctionnant au bois énergie et leur puissance

Les particuliers mis à part, les porteurs de projets se divisent en deux catégories : les industriels (les papeteries en sont un exemple), dont le but est de fournir en chaleur leurs divers procédés, et les collectivités (communes ou communautés de communes) qui cherchent généralement à chauffer des bâtiments municipaux, en particulier ceux ayant des besoins réguliers en eau chaude (piscine, hôpitaux, écoles et gymnases le plus fréquemment). Compte tenu de leurs dimensions (de 150 kW_{th} à 50 MW_{th}), des quantités de biomasse en jeu (de 200 t/an à 100 000 t/an) et des retombées potentielles, ce seront ces projets qui conduiront à un essor rapide et pérenne de la filière du Bois-Energie.

Aujourd'hui, le secteur reste encore dominé par le chauffage domestique, dont la consommation annuelle est estimée à 7,3 Mtep contre 2,5 Mtep pour les chaufferies collectives et industrielles. Près de 500 000 appareils de chauffage au bois (hors cheminées) sont commercialisés en France chaque année. Des dispositifs d'incitations à l'achat ont été mis en place pour augmenter la demande, comme celui de 2006 sur le crédit d'impôts à l'achat, à hauteur de 50%.

D'après l'ADEME, près de 2000 **chaufferies urbaines ou collectives** assurent l'alimentation directe ou par réseau de chaleur d'ensembles immobiliers, de quartiers urbains ou d'équipements publics (logements, hôpitaux, piscines), dans un marché en forte croissance. Plus de 1000 chaufferies industrielles au bois alimentent des entreprises françaises, notamment celles de la filière bois (scieries, papeteries, menuiseries). Dans cette gamme de chaufferies, le combustible bois est plus compétitif que l'électricité ou le fioul et autant que le gaz ou le charbon. Mais les investissements demeurent très importants et nuisent à un développement plus rapide de la filière.

En ce qui concerne la **cogénération**, la France comptait au début de l'année 2012 une quinzaine d'installations en fonctionnement pour une puissance cumulée de 180 MW électriques. Les installations sont adossées à des industries nécessitant la proximité d'un puits de chaleur ou, au contraire, à des usines dont les rebuts sont utilisés par la chaufferie, comme des scieries. Les collectivités et les installations de gestion de déchets peuvent également être concernées. L'année 2012 a dû permettre l'entrée en service d'installations attendues pour porter la capacité française à 230 MW électriques. Le schéma ci-dessous, tiré du rapport déposé par la Mission d'information sur *La biomasse au service du développement durable*, illustre la situation géographique des installations de cogénération et leur puissance respective.

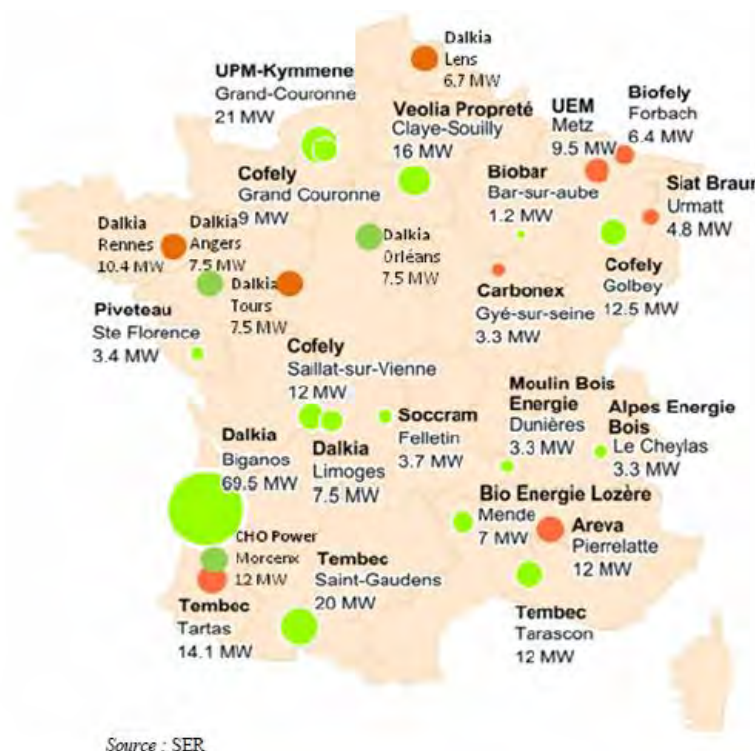


Figure 27 : En vert, les installations de cogénération biomasse en fonctionnement en 2011. En orange, celles dont l'entrée en service était prévue au cours des investigations de la mission d'information

Ces données seraient à comparer avec celles fournies par Bioénergie International, qui recensait 78 **cogénérations** en France en 2013, dont 50 en activités, pour des puissances globales comprises entre 4 et 150 MW.

Comme nous le verrons par la suite, tous les rapports concordent sur la nécessité d'un schéma d'approvisionnement court, à l'échelle territoriale, pour la réussite de ces projets. Il s'ensuit que les projets de Bois-Energie de grande ampleur sont quasiment exclusivement situés à proximité de bassins forestiers importants (Aquitaine, Alsace, Auvergne, Normandie, Rhône-Alpes). Les deux schémas suivants permettent de comparer la présence des surfaces boisées sur le territoire français (figure 29) avec celle des réseaux de chaleur bois-énergie (figure 28).

Les réseaux de chaleur bois-énergie en 2011

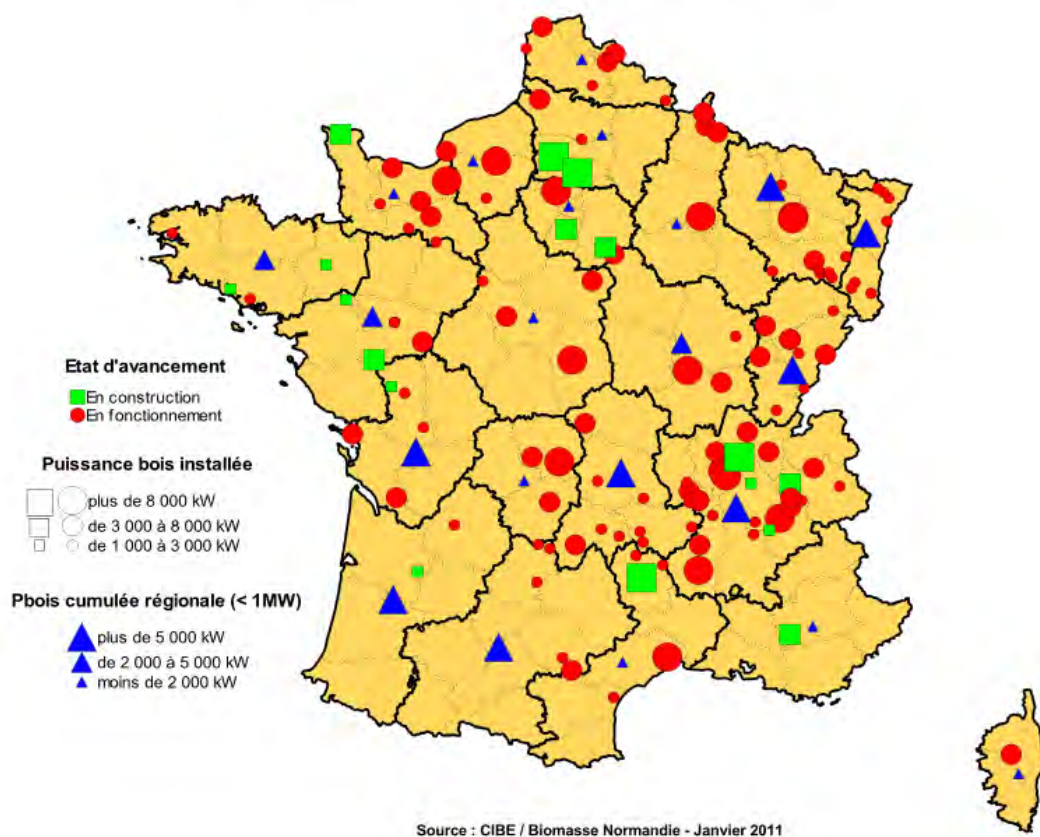


Figure 28 : Les réseaux de chaleur bois-énergie en 2011 - Source : CIBE



Figure 29 : Répartition des surfaces boisées en France - Source : FCBA

De nombreux partenaires sont disponibles pour aider à l'émergence de projets concrets et à la promotion de la filière en général : l'ADEME en particulier, qui gère le Fonds Chaleur ; les collectivités territoriales quand elles ne portent pas le projet, les chambres d'agriculture, la Région, l'Etat, l'Union Européenne... Les éventuelles subventions seront décrites dans un paragraphe suivant.

d. Analyse du potentiel global français

Dans ce chapitre, nous allons tâcher de rapporter diverses estimations du potentiel des futurs prélèvements de la ressource forestière à destination d'un usage énergétique, généralement aux échéances 2020, 2030 et 2040..

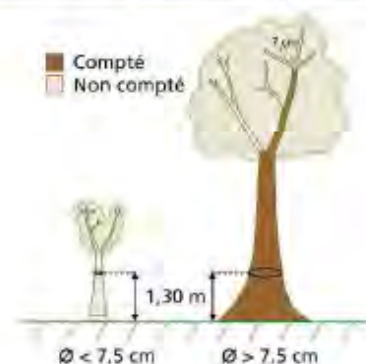
Le tableau 16 résume les hypothèses de production pour la biomasse forestière et les quantités utilisées à des fins énergétiques selon les estimations de l'ADEME.

Tableau 16: Hypothèse de production pour la biomasse forestière - Source : ADEME

BIOMASSE FORESTIERE	2010	2020	2030	2050
Surface forestière (Mha)	15,1	15,1	15,9	16,7
Accroissement biologique, mortalité 10% (m ³ /ha)	7,7	7,7	7,7	7,3
Production biologique annuelle totale (Mm ³)	116	116	122	122
Taux de prélèvement	47%	75%	79%	79%
Bois d'œuvre (Mm ³)	22	27	30	30
Bois d'industrie (Mm ³)	12	12	12	12
Bois de feu (Mm ³)	21	48	54	54
Récolte totale (Mm³)	55	87	96	96

Hypothèses sur le contenu énergétique :

- 1 tonne de matière sèche = 0, 435 tep
- En forêt : 0,519 tMS / m³
- soit 1 m³ = 0,22 tep



La fraction valorisable pour les filières énergétiques est représentée par le Bois de feu. En 2020, ce potentiel sera de 10,5 Mtep, soit 21 millions de mètres cubes, en augmentation jusqu'à 11,9 Mtep en 2030 et 2050, ce qui paraît cohérent au vu de la valeur annoncée de 9,5 Mtep du tableau dressé par le PAN. A titre de comparaison, le tableau suivant démontre les hypothèses de futurs prélèvements de forêt estimés par un bureau d'études actif dans les énergies renouvelables, SOLAGRO.

Tableau 17 : Hypothèse de futurs prélèvements en forêt - Source : Solagro

Mm ³	2012	2030	Maxima décennie 2040
Bois d'œuvre	~ 22	29	30-32
Bois d'industrie	~12	16	17-18
Bois énergie	~22	41	44-50
Pertes d'exploitation	6	9	9-10
TOTAL	62	94	100-110
Production biologique : - bois fort tige	86	102	96-105
- Bois total	129	153	143-158
Taux de prélèvement	49%	61%	70%

Dans le cas de l'estimation SOLAGRO, c'est une hypothèse plus pessimiste de taux de prélèvement du bois, 61% contre 79%, qui est le principal responsable de la quantité plus faible de bois d'énergie qui sera exploitée à l'horizon 2030.

Tableau 18: Production énergétique des combustibles solides biosourcés –Source : ADEME

Combustibles solides biosourcés	2010	2030	2050
	Mtep prim.	Mtep prim.	Mtep prim.
Biomasse forestière	4,6	11,9	11,9
Bois énergie	4,6	11,1	11,1
Souches	0,0	0,2	0,2
Arbres en milieu urbain	0,0	0,6	0,6
Biomasse agricole	0,0	2,8	5,0
Résidus agricoles	0,0	1,0	1,0
Vignes	0,0	0,7	0,7
Arboricultures	0,0	0,3	0,3
Haies	0,0	0,8	3,0
Déchets bois	1,2	3,4	4,1
Connexes de scierie	1,2	2,0	2,7
Industrie	0,0	1,4	1,4
TOTAL	5,8	18,1	21,0

En référence aux estimations de l'ADEME, si le rôle de la biomasse forestière joue un rôle prépondérant au sein des combustibles solides d'origine biologique, son importance tend à diminuer au cours des prochaines décennies (80% en 2010, 66% en 2030 et 55% en 2050) au profit de la biomasse agricole, en particulier de l'essor des haies ; des déchets bois et des connexes de scieries.

Une autre estimation faite par Laurence Amblard, d'IRSTEA, donne une fourchette du volume de bois à destination énergétique immédiatement disponible et économiquement récoltable dans les conditions actuelles comprise entre 12 et 16 millions de m³ à comparer avec les 11 millions de m³ chiffrés par l'ADEME.

i. L'Etude MAP

L'IRSTEA a également mené une étude d'évaluation de la biomasse forestière à la demande du Ministère de l'Agriculture et de la Pêche, décrivant les disponibilités de bois d'œuvre, du BIBE et des menus-bois aux échelles nationale et régionale sur la période 2006 - 2009. Cette étude, intitulée *Evaluation des volumes de bois mobilisables à partir des données de l'IFN « nouvelle méthode »*, sera parfois appelée « étude MAP » dans la suite de ce rapport. Les tableaux et chiffres ci-dessous en sont issus. Seules les disponibilités en bois-énergie et menus-bois sont présentés ici.

Résultats 2009

Disponibilités supplémentaires à l'échelle nationale après réfaction liée à l'exploitabilité et décompte des consommations actuelles

BO : 20,7 millions de m³/an (dont 13,0 de bois feuillus et 7,8 de bois résineux)

BIBE : 33,4 millions de m³/an (dont 22,6 de bois feuillus et 10,8 de bois résineux)

Menus Bois après réfaction sensibilité des sols à l'exportation : 8,7 millions de m³ par an (dont 6,8 de Menus Bois feuillus et 2,0 de Menus Bois résineux)

Résultats 2009
Disponibilité en BIBE – période 2006-2020
En milliers de m³ par an

BOISD'INDUSTRIE BOIS ENERGIE	Total BIBE disponible après réfaction difficultés		BIBE consommations		BIBE supplémentaire (1000m3/an)		
	feuillus	résineux	feuillus	résineux	feuillus	résineux	total
régions administratives							
ALSACE	1 086	534	755	177	331	357	688
AQUITAINE	4 190	3 604	1 857	2 877	2 333	727	3 060
AUVERGNE	1 921	1 809	1 012	309	910	1 500	2 409
BASSE-NORMANDIE	675	ns	662	ns	13	ns	70
BOURGOGNE	3 864	688	1 164	415	2 700	273	2 973
BRETAGNE	1 304	616	838	129	466	486	952
CENTRE	3 743	772	1 350	384	2 393	388	2 781
CHAMPAGNE-ARDENNE	2 885	494	1 548	325	1 337	169	1 506
CORSE	1 009	279	503	26	506	252	758
FRANCHE-COMTE	2 475	1 172	1 116	449	1 360	723	2 083
HAUTE-NORMANDIE	1 210	ns	837	ns	373	ns	408
ILE-DE-FRANCE	1 444	ns	1 004	ns	440	ns	426
LANGUEDOC-ROUSSILLON	1 631	855	663	296	968	559	1 527
LIMOUSIN	2 403	836	1 174	308	1 228	528	1 756
LORRAINE	3 231	1 025	1 785	404	1 446	621	2 067
MIDI-PYRENEES	3 864	628	1 595	247	2 269	381	2 650
NORD-PAS-DE-CALAIS	599	ns	707	ns	-108	ns	-146
PAYS DE LA LOIRE	1 179	486	754	198	425	288	713
PICARDIE	1 670	ns	1 183	ns	487	ns	557
POITOU-CHARENTES	1 581	178	973	167	608	11	619
PROVENCE-ALPES-COTE D'AZUR	1 224	1 670	906	366	318	1 303	1 621
RHONE-ALPES	3 469	2 446	1 746	306	1 723	2 140	3 863
TOTAL France	46 657	18 632	24 131	7 816	22 526	10 816	33 342

■ Résultats Aquitaine avant tempête Klaus, non valides

Figure 30 : disponibilité en BIBE sur la période 2006 - 2020 - source : Irstea

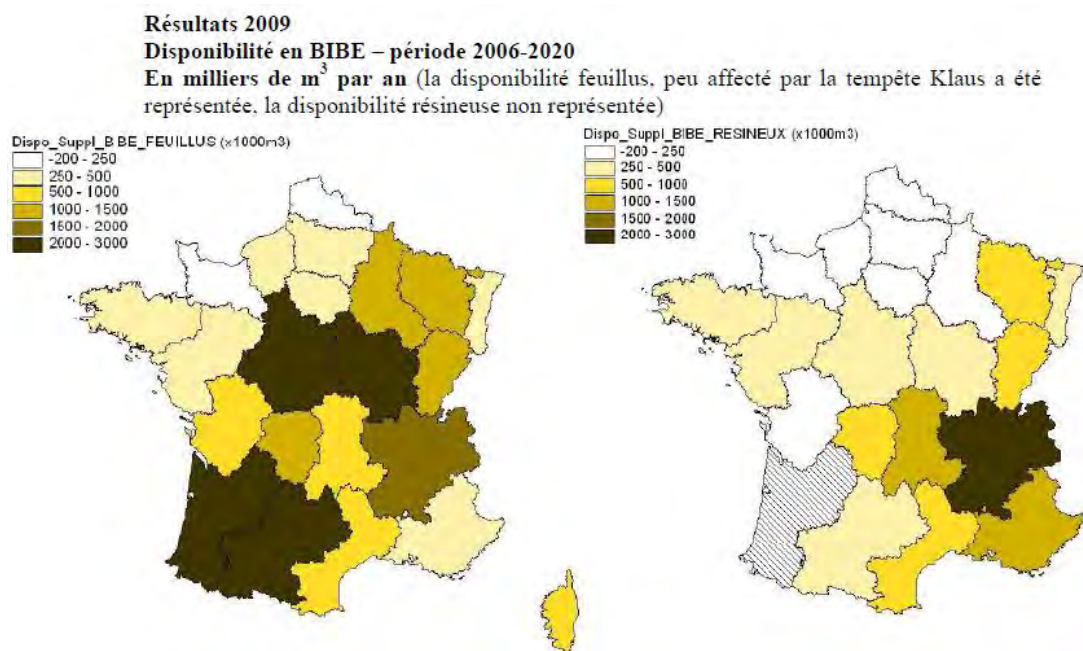


Figure 31 : cartographie de la disponibilité supplémentaire en BIBE sur la période 2006 – 2020 – source : IRSTEA

La disponibilité nationale supplémentaire de BIBE pour la production d'énergie serait de 33,3 millions de mètres cubes, dont les deux-tiers proviendraient de feuillus. Un bref regard sur la figure 31 nous indique que celle-ci est inégalement répartie sur le territoire Français : les gisements forestiers valorisables sont les plus abondants en Rhône-Alpes avec près de quatre millions de mètres cubes disponibles, dont plus de la moitié sous forme de résineux situés en zone alpine. La disponibilité, cette fois majoritairement sous-forme de feuillus, est également très importante en Aquitaine, zone fortement forestière où 60% de la ressource brute est déjà consommée, en Bourgogne (près de trois millions de mètres cubes disponibles chacun), dans la région Centre et en Midi-Pyrénées avec plus de 2,5 millions de mètres cubes disponibles. A noter que les valeurs indiquées pour l'Aquitaine ont été largement sous-estimée du fait de l'impact de la tempête Klaus de 2009, qui a rendu une grande quantité de bois impropre à une utilisation en tant que bois d'œuvre ou bien d'industrie et donc mobilisable en tant que bois-énergie.

Certaines régions en revanche ont presque atteint leur seuil de consommation de BIBE, notamment, les deux régions normandes et l'Île de France, relativement peu forestières. Le cas du Nord-Pas-de-Calais est à part, puisque obligé d'importer pour près de 100 000 m³ de bois pour subvenir à ses besoins industriels et énergétiques.

Résultats 2009
Disponibilité en Menus Bois – période 2006-2020
En milliers de m³ par an

MENUS BOIS	Total MB disponible après réfaction difficultés		Total MB disponible après réfaction difficultés et réfaction sensibilité des sols		
	feuillus	résineux	feuillus	résineux	total
régions administratives					
ALSACE	240	123	165	37	203
AQUITAINE	704	803	532	167	700
AUVERGNE	346	361	210	147	357
BASSE-NORMANDIE	113	ns	55	ns	63
BOURGOGNE	710	182	572	108	681
BRETAGNE	236	125	132	40	172
CENTRE	633	159	415	63	478
CHAMPAGNE-ARDENNE	547	95	485	70	555
CORSE	167	52	155	42	197
FRANCHE-COMTE	495	268	416	234	650
HAUTE-NORMANDIE	213	ns	138	ns	146
ILE-DE-FRANCE	240	ns	204	ns	208
LANGUEDOC-ROUSSILLON	392	175	329	123	452
LIMOUSIN	413	181	212	58	270
LORRAINE	654	225	536	77	613
MIDI-PYRENEES	709	129	601	87	688
NORD-PAS-DE-CALAIS	100	ns	89	ns	90
PAYS DE LA LOIRE	204	110	125	24	149
PICARDIE	296	ns	255	ns	272
POITOU-CHARENTES	295	39	246	23	269
PROVENCE-ALPES-COTE D'AZUR	294	263	283	255	539
RHONE-ALPES	730	571	640	409	1 049
TOTAL France	8 732	3 968	6 795	2 003	8 798

 Résultats Aquitaine avant tempête Klaus, non valides

Figure 32 : disponibilité en MB sur la période 2006 - 2020 - source : Irstea

Ce sont près de 8,8 millions de mètres cubes de MB qui sont disponibles à l'exploitation, ce qui peut représenter une source d'approvisionnement importante. Un parallèle peut être établi entre la quantité de MB supplémentaire disponible, celle de BIBE et les niveaux de consommation en bois des régions.

ii. Etude ADEME

L'ADEME a réalisé en parallèle des estimations annuelles sur ce même laps de temps. La synthèse des résultats, tirée de l'étude *Biomasse forestière, populicole et Bocagère disponible pour l'énergie à l'horizon 2020*, mené en 2009 par l'Inventaire Forestier National (IFN) avec l'institut Technique Forêt Cellulose Bois Ameublement (FCBA) et l'association SOLAGRO, est insérée ici à titre de comparaison avec les données de l'IRSTEA.

Elle est basée sur une prise en compte de **l'ensemble des ressources ligneuses métropolitaines** d'une part et de l'ensemble des contraintes d'exploitation de la ressource de natures **techniques** (accessibilité de la ressource, types d'usage des bois), **environnementales** (gestion durable de la ressource, maintien de la fertilité des sols) et **économiques** (analyse des conditions économiques d'exploitation et de marché du bois) d'autre part. L'étude s'attache à identifier le gisement de biomasse disponible **supplémentaire**, ne faisant actuellement l'objet d'aucune valorisation économique. A noter qu'à l'image de l'ensemble des études ADEME, « aucun espace analysé n'est susceptible de produire des biens

pour l'alimentation : les cultures agricoles conventionnelles, prairies et nouvelles cultures dédiées à la production de biomasse pour des fins énergétiques (TCR ligneux ou miscanthus) sont exclus de l'analyse ». Cette étude porte donc sur la ressource présente en forêt, dans les peupleraies et les formations linéaires constituant la trame bocagère des espaces ruraux (haies et alignements d'arbres). Il existe également des ressources ligneuses dites « annexes », dans la mesure où elles présentent des volumes bien plus faibles. Il peut s'agir de vergers, de surfaces cultivées en vigne, de ressources urbaines, de souches forestières (dont l'utilisation en tant que bois énergie est encore à l'état expérimental en France, mais déjà une réalité en Finlande), de landes ou d'arbres épars. Seules seront présentés dans ce rapport leurs disponibilités brutes sans plus de précision.

A l'image de l'étude IRSTEA, l'ensemble des valeurs relatives à la région Aquitaine, fortement impactée par la tempête Klaus, n'intègre que les volumes de bois vert, ce qui a pour effet de considérablement sous-estimer la disponibilité brute en BIBE résineux de la région sur la période. En effet, la tempête a généré une disponibilité conjoncturelle supplémentaire de 42,5 millions de m³, qui présente toutefois une nature particulière : sa durée de vie étant limitée, la qualité de bois mort se dégradant progressivement, la biomasse doit être rapidement mobilisée pour être valorisée de façon optimale ; et la méconnaissance à la date de l'étude de la part du volume abattu qui sera effectivement mobilisée. Devant ces incertitudes, les auteurs ont décidé de ne pas retenir ces volumes de bois pour les estimations.

Les disponibilités brutes

Pour l'ensemble des ressources forêts, peupleraies et haies, la disponibilité moyenne annuelle en bois sur la période 2006-2020, indiquée dans les tableaux 19 à 21, s'élève à :

- **15,8 millions de tep/an de BIBE*** (71 millions de m³/an) dont **10,3 exploitables** (46,1 millions de m³/an) dans les conditions économiques actuelles et compte tenu des contraintes techniques de récolte ;
- **3,3 millions de tep/an de menus bois**** (14,9 millions de m³/an) dont **1,6 exploitables** (7,2 millions de m³/an).

Les autres ressources ligneuses, viticulture, arboriculture fruitière et ressources urbaines, totalisent **1,6 millions de tep** par an.

Tableau 19 : Synthèse des disponibilités brutes de BIBE et de MB en forêt, peupleraies et haies

Régions administratives	DISPONIBILITE BRUTE EN BIBE					DISPONIBILITE BRUTE EN MB				
	x 1000 m ³ /an				ktep/an	x 1000 m ³ /an				ktep/an
	FORET	PEUPL.	HAIE	TOTAL		FORET	PEUPL.	HAIE	TOTAL	
ALSACE	1 638	ns	ns	1 656	361	364	ns	ns	374	81
AQUITAINE	6 751	55	143	6 949	1 516	1 330	24	77	1 431	306
AUVERGNE	4 111	ns	102	4 229	907	779	ns	55	841	180
BASSE-NORMANDIE	865	ns	281	1 153	259	153	ns	151	307	68
BOURGOGNE	4 690	ns	109	4 835	1 102	912	ns	59	987	222
BRETAGNE	1 902	ns	313	2 243	496	353	ns	169	534	117
CENTRE	4 532	ns	126	4 695	1 066	793	ns	68	876	197
CHAMPAGNE-ARDENNE	3 296	34	ns	3 367	767	627	15	ns	661	150
CORSE	1 288	ns	ns	1 291	292	243	ns	ns	245	55
FRANCHE-COMTE	3 678	ns	ns	3 724	826	762	ns	ns	786	173
HAUTE-NORMANDIE	1 304	ns	ns	1 334	306	234	ns	ns	250	57
ILE-DE-FRANCE	1 422	ns	ns	1 441	335	234	ns	ns	244	56
LANGUEDOC-ROUSSILLON	3 166	ns	ns	3 211	711	729	ns	ns	752	168
LIMOUSIN	3 431	ns	121	3 559	798	626	ns	65	694	154
LORRAINE	3 942	ns	ns	3 989	886	830	ns	ns	855	189
MIDI-PYRENEES	5 581	ns	174	5 787	1 321	1 049	ns	94	1 157	262
NORD-PAS-DE-CALAIS	541	ns	ns	637	144	93	ns	ns	139	30
PAYS DE LA LOIRE	1 626	84	352	2 062	453	303	36	189	528	114
PICARDIE	1 738	65	ns	1 843	421	312	28	ns	361	81
POITOU-CHARENTES	1 745	ns	206	1 991	453	333	ns	111	461	104
PACA	3 248	ns	ns	3 286	688	646	ns	ns	666	143
RHONE-ALPES	7 561	ns	88	7 672	1 672	1 652	ns	47	1 710	370
FRANCE	68 056	547	2 352	70 955	15 778	13 356	236	1 267	14 858	3 278

NB : les résultats Aquitaine concernent la seule disponibilité en bois vert suite à la tempête Klaus (voir § 224).

ns : non significatif ; PEUPL. = peupleraies

Tableau 20 : Disponibilités brutes selon le groupe d'essences

Régions adm.	en milliers de m ³ /an						en ktep/an					
	BIBE			MB			BIBE			MB		
	FEU	RES	TOT	FEU	RES	TOT	FEU	RES	TOT	FEU	RES	TOT
Alsace	1 035	603	1 638	221	143	364	243	114	357	52	27	79
Aquitaine	4 405	2 345	6 751	758	572	1 330	1 034	442	1 476	178	108	286
Auvergne	2 334	1 777	4 111	425	354	779	548	335	883	100	67	166
Basse-Norm.	705	ns	865	120	ns	153	165	ns	196	28	ns	34
Bourgogne	4 082	607	4 690	756	156	912	958	114	1 073	177	29	207
Bretagne	1 394	508	1 902	257	97	353	327	96	423	60	18	78
Centre	3 855	678	4 532	658	134	793	905	128	1 033	155	25	180
Champagne-Ard.	2 853	443	3 296	546	81	627	670	83	753	128	15	143
Corse	1 046	242	1 288	199	44	243	245	46	291	47	8	55
Franche-Comté	2 660	1 019	3 678	518	243	762	624	192	816	122	46	168
Haute-Norm.	1 158	ns	1 304	204	ns	234	272	ns	299	48	ns	53
Ile-de-France	1 365	ns	1 422	225	ns	234	320	ns	331	53	ns	55
Languedoc-Rous.	2 267	899	3 166	547	182	729	532	169	702	128	34	163
Limousin	2 670	761	3 431	464	162	626	627	143	770	109	31	139
Lorraine	2 880	1 062	3 942	595	236	830	676	200	876	140	44	184
Midi-Pyrénées	4 886	695	5 581	903	146	1 049	1 147	131	1 278	212	28	240
Nord-Pas-de-Calais	530	ns	541	91	ns	93	125	ns	127	21	ns	22
Pays-de-la-Loire	1 225	402	1 626	215	87	303	288	76	363	50	16	67
Picardie	1 606	ns	1 738	287	ns	312	377	ns	402	67	ns	72
Poitou-Charentes	1 574	170	1 745	298	35	333	370	32	402	70	7	77
PACA	1 461	1 788	3 248	360	286	646	343	337	680	84	54	138
Rhône-Alpes	4 846	2 715	7 561	1 008	644	1 652	1 138	511	1 649	237	121	358
France	50 836	17 220	68 056	9 654	3 701	13 356	11 935	3 243	15 178	2 267	697	2 964

ns : non significatif ; FEU = feuillus ; RES = résineux ; TOT = total

Tableau 21 : Disponibilités brutes selon la catégorie juridique de propriété

Régions adm.	en milliers de m ³ /an						en ktep/an					
	BIBE			MB			BIBE			MB		
	PUB	PRIV	TOT	PUB	PRIV	TOT	PUB	PRIV	TOT	PUB	PRIV	TOT
Alsace	1 186	452	1 638	272	92	364	256	101	357	58	20	79
Aquitaine	582	6 168	6 751	131	1 199	1 330	127	1 349	1 476	28	258	286
Auvergne	670	3 441	4 111	122	657	779	144	739	883	26	140	166
Basse-Normandie	214	651	865	33	119	153	48	148	196	7	27	34
Bourgogne	1 324	3 366	4 690	258	654	912	303	770	1 073	59	148	207
Bretagne	ns	1 747	1 902	ns	322	353	ns	390	423	ns	72	78
Centre	426	4 107	4 532	65	727	793	97	936	1 033	15	165	180
Champagne-Ardenne	1 219	2 078	3 296	226	401	627	278	475	753	52	92	143
Corse	382	906	1 288	66	177	243	83	208	291	14	41	55
Franche-Comté	1 797	1 882	3 678	365	397	762	400	416	816	80	87	168
Haute-Normandie	341	963	1 304	61	172	234	77	223	299	14	40	53
Île-de-France	410	1 011	1 422	64	170	234	95	236	331	15	40	55
Languedoc-Roussillon	992	2 174	3 166	233	496	729	215	487	702	51	112	163
Limousin	ns	3 306	3 431	ns	597	626	ns	744	770	ns	133	139
Lorraine	2 454	1 488	3 942	530	300	830	548	328	876	118	66	184
Midi-Pyrénées	1 045	4 536	5 581	222	827	1 049	229	1 049	1 278	49	191	240
Nord-Pas-de-Calais	192	350	541	29	63	93	45	82	127	7	15	22
Pays-de-la-Loire	167	1 459	1 626	31	272	303	37	327	363	7	60	67
Picardie	438	1 300	1 738	70	242	312	100	302	402	16	56	72
Poitou-Charentes	ns	1 656	1 745	ns	318	333	ns	382	402	ns	73	77
PACA	1 149	2 099	3 248	242	404	646	235	445	680	50	88	138
Rhône-Alpes	1 667	5 894	7 561	395	1 257	1 652	354	1 295	1 649	84	274	358
France	17 023	51 033	68 056	3 493	9 863	13 356	3 749	11 430	15 178	765	2 198	2 964

ns : non significatif ; PUB = public ; PRIV = privé ; TOT = total

Les disponibilités technico-économiques nettes

La disponibilité technico-économique nette correspond à ce qui est effectivement récoltable en tenant compte des contraintes techniques, environnementales et économiques à laquelle est soumise la récolte de bois :

- Les contraintes techniques :
 - **Les pertes d'exploitations** : Des pertes sont inévitablement générées, quoique pouvant être limitées. Elles sont généralement de l'ordre de 10% du volume exploité, mais peuvent monter jusqu'à 50% dans le cas de Menus Bois récoltés seuls.
- Les contraintes économiques :
 - **Le coût d'exploitation** : Ce coût est lié aux caractéristiques physiques des parcelles (la pente et la distance de débardage principalement) et de la coupe. Un coût trop élevé rendra impossible la rentabilité économique de l'exploitation.
 - **Le contexte économique** : Une demande importante en bois va augmenter son prix et peut permettre de récolter certaines réserves plus chère d'exploitation, parce que plus difficile d'accès par exemple. Ceci est cependant tempéré par le fait que le prix moyen du bois sur pied augmente aussi, renchérissant le coût total d'exploitation. Inversement, l'exploitation se concentre sur les parcelles les plus faciles à exploiter lorsque les prix du marché du bois baissent.
- Les contraintes environnementales :
 - **La conservation de la fertilité des sols** : Dans certains cas, la récolte des MB peut diminuer la fertilité des sols. Sur certaines parcelles sensibles, elle peut être déconseillée, limitée ou compensée par une fertilisation. Selon le degré de sensibilité des sols, la disponibilité en MB peut donc être soit diminuée

physiquement (limitation de la récolte), soit renchérie (à cause des frais de fertilisation)

D'autres facteurs entrent en jeu comme les restrictions d'exploitations sur les zones protégées, la sensibilité des sols au tassement, ou l'organisation foncière de la propriété forestière privée et la disposition de leurs propriétaires à fournir du bois. Ce dernier point, non étudié à travers ce rapport par manque de données, semble intéresser de nombreux économistes de l'énergie et fait l'objet de plusieurs études actuellement.

Parmi l'ensemble des contraintes prises en compte, la contrainte économique est prépondérante, car c'est elle qui fait qu'une parcelle est exploitable ou non. Les autres contraintes peuvent toutefois jouer des rôles majeurs selon les caractéristiques locales des sources de composés ligneux ou du marché du bois.

Dans l'étude analysée ici, la prise en compte des contraintes techniques et environnementales a d'abord conduit à calculer une disponibilité technique nette, à laquelle a été retranchée la part de la disponibilité dont le coût de mobilisation est supérieur au prix actuel du marché (seules les exploitations rentables sont envisagées).

Les tableaux 22 et 23 livrent, par région et catégorie de propriété, les disponibilités technico-économiques :

- **BIBE : 9,7 millions de tep/an** (soit 43,3 millions de m³/an) dont 7,4 millions de tep/an en forêt privée (76% du total) ;
- **Menus bois : 1,3 million de tep/an** (soit 5,8 millions de m³/an) dont 1 million de tep/an en forêt privée.

Tableau 22 : Disponibilités technico-économiques nettes par type de ressource

Les résultats Aquitaine concernent la seule disponibilité en bois vert suite à la tempête Klaus (voir § 224).

Résultats exprimés en milliers de m³/an (ns : non significatif ; FEU. = feuillus ; RES. = résineux ; TOT. = total ; PEUP. = peupleraie)

Régions administratives	BIBE exploitable (x 1000 m³/an)					MB exploitable (x 1000 m³/an)					Total BIBE exploit.	Total MB exploit.
	FORET			PEUP.	HAIE	FORET			PEUP.	HAIE		
	FEU.	RES.	TOT.			FEU.	RES.	TOT.				
Alsace	799	425	1 223	ns	ns	108	35	143	ns	ns	1 241	153
Aquitaine	2 968	1 970	4 938	50	141	407	119	526	19	77	5 128	622
Auvergne	1 210	1 054	2 264	ns	102	159	75	233	ns	55	2 381	294
Basse-Normandie	557	ns	553	ns	276	62	ns	70	ns	151	936	224
Bourgogne	3 231	454	3 684	ns	100	486	67	553	ns	59	3 816	625
Bretagne	1 142	326	1 467	ns	306	153	30	183	ns	169	1 798	362
Centre	3 449	410	3 859	ns	125	460	45	505	ns	68	4 017	586
Champagne-Ardenne	2 388	339	2 727	30	ns	396	36	433	12	ns	2 794	464
Corse	181	67	248	ns	ns	26	5	31	ns	ns	251	33
Franche-Comté	1 909	760	2 669	ns	ns	300	137	437	ns	ns	2 713	461
Haute-Normandie	949	ns	1 058	ns	ns	123	ns	133	ns	ns	1 087	149
Ile-de-France	1 162	ns	1 194	ns	ns	159	ns	162	ns	ns	1 212	171
Languedoc-Roussillon	746	362	1 108	ns	ns	112	35	147	ns	ns	1 152	170
Limousin	1 918	531	2 449	ns	120	259	43	301	ns	65	2 575	369
Lorraine	2 412	854	3 266	ns	ns	377	52	429	ns	ns	3 312	454
Midi-Pyrénées	2 320	290	2 610	ns	172	343	38	381	ns	94	2 810	485
Nord-Pas de Calais	470	ns	475	ns	ns	66	ns	66	ns	ns	565	108
Pays de la Loire	1 066	307	1 373	76	352	139	20	159	29	189	1 800	377
Picardie	1 356	ns	1 449	59	ns	201	ns	210	22	ns	1 547	254
Poitou-Charentes	1 353	120	1 473	ns	203	197	14	211	ns	111	1 712	336
PACA	565	356	921	ns	ns	100	24	124	ns	ns	959	144
Rhône-Alpes	1 514	719	2 233	ns	88	259	94	353	ns	47	2 342	409
France	33 665	9 676	43 341	492	2 316	4 893	899	5 792	189	1 267	46 149	7 247

Résultats exprimés en ktep/an (ns : non significatif ; FEU. = feuillus ; RES. = résineux ; TOT. = total ; PEUP. = peupleraie)

Régions administratives	BIBE exploitable (ktep/an)					MB exploitable (ktep/an)					Total BIBE exploit.	Total MB exploit.
	FORET			PEUP.	HAIE	FORET			PEUP.	HAIE		
	FEU.	RES.	TOT.			FEU.	RES.	TOT.				
Alsace	188	80	267	ns	ns	25	7	32	ns	ns	271	34
Aquitaine	697	371	1068	7	31	96	22	118	3	17	1106	138
Auvergne	284	199	483	ns	22	37	14	51	ns	12	507	64
Basse-Normandie	131	ns	149	ns	61	15	ns	16	ns	33	211	50
Bourgogne	758	85	844	ns	22	114	13	127	ns	13	871	142
Bretagne	268	61	329	ns	67	36	6	42	ns	37	400	80
Centre	810	77	887	ns	27	108	9	117	ns	15	919	133
Champagne-Ardenne	561	64	625	5	ns	93	7	100	2	ns	637	106
Corse	42	13	55	ns	ns	6	1	7	ns	ns	56	7
Franche-Comté	448	143	591	ns	ns	70	26	96	ns	ns	601	101
Haute-Normandie	223	ns	243	ns	ns	29	ns	31	ns	ns	250	34
Ile-de-France	273	ns	279	ns	ns	37	ns	38	ns	ns	282	40
Languedoc-Roussillon	175	68	243	ns	ns	26	7	33	ns	ns	253	38
Limousin	450	100	550	ns	26	61	8	69	ns	14	578	83
Lorraine	566	161	727	ns	ns	89	10	98	ns	ns	737	104
Midi-Pyrénées	545	55	599	ns	38	81	7	88	ns	21	641	110
Nord-Pas de Calais	110	ns	111	ns	ns	16	ns	16	ns	ns	128	23
Pays de la Loire	250	58	308	11	77	33	4	36	4	42	397	82
Picardie	319	ns	336	9	ns	47	ns	49	3	ns	353	57
Poitou-Charentes	318	23	340	ns	45	46	3	49	ns	24	390	75
PACA	133	67	200	ns	ns	23	4	28	ns	ns	208	32
Rhône-Alpes	355	135	491	ns	19	61	18	79	ns	10	513	90
France	7 904	1 822	9 726	74	510	1 149	169	1 318	28	279	10 310	1 625

ADEME

Tableau 23 : Disponibilités technico-économiques nettes forestières par propriété

Les résultats Aquitaine concernent la seule disponibilité en bois vert suite à la tempête Klaus (voir § 224) ;
ns = non significatif

Régions administratives	BIBE forêt exploitable (x 1000 m ³ /an)					MB forêt exploitable (x 1000 m ³ /an)				
	Domaniale	Autre publique	Total publique	Privée	Total	Domaniale	Autre publique	Total Publique	Privée	Total
Alsace	241	658	899	324	1 223	18	80	97	46	143
Aquitaine	92	182	274	4 664	4 938	15	26	41	485	526
Auvergne	ns	215	363	1 901	2 264	ns	16	24	209	233
Basse-Normandie	150	ns	163	490	653	8	ns	8	62	70
Bourgogne	388	683	1 070	2 614	3 684	54	108	162	391	553
Bretagne	ns	ns	120	1 347	1 467	ns	ns	Ns	170	183
Centre	300	ns	358	3 501	3 859	27	ns	34	471	505
Champagne-Ardenne	367	655	1 022	1 706	2 727	55	97	153	280	433
Corse	ns	ns	60	188	248	ns	ns	6	25	31
Franche-Comté	190	1 164	1 354	1 315	2 669	31	183	214	224	437
Haute-Normandie	252	ns	283	775	1 058	26	ns	29	104	133
Ile-de-France	272	ns	332	862	1 194	31	ns	40	123	162
Languedoc-Roussillon	200	197	397	710	1 108	26	25	52	95	147
Limousin	ns	ns	ns	2 343	2 449	ns	ns	Ns	289	301
Lorraine	706	1 305	2 011	1 255	3 266	77	182	259	170	429
Midi-Pyrénées	124	244	368	2 242	2 610	21	32	54	327	381
Nord-Pas de Calais	ns	ns	168	307	475	ns	ns	20	47	66
Pays de la Loire	ns	ns	139	1 234	1 373	ns	ns	7	152	159
Picardie	310	ns	354	1 095	1 449	32	ns	37	174	210
Poitou-Charentes	ns	ns	77	1 396	1 473	ns	ns	Ns	203	211
PACA	47	127	174	747	921	8	20	28	96	124
Rhône-Alpes	61	281	342	1 891	2 233	9	52	60	293	353
France	4 351	6 084	10 435	32 906	43 341	495	861	1 356	4 436	5 792

Régions administratives	BIBE forêt exploitable (ktep/an)					MB forêt exploitable (ktep/an)				
	Domaniale	Autre publique	Total publique	Privée	Total	Domaniale	Autre publique	Total Publique	Privée	Total
Alsace	52	144	196	72	267	4	18	22	10	32
Aquitaine	17	39	57	1011	1068	3	6	9	109	118
Auvergne	ns	44	77	405	483	ns	4	5	46	51
Basse-Normandie	34	ns	37	112	149	2	Ns	2	14	16
Bourgogne	88	157	245	599	844	12	25	37	89	127
Bretagne	ns	ns	26	304	329	ns	Ns	3	39	42
Centre	69	ns	82	805	887	6	Ns	8	109	117
Champagne-Ardenne	83	151	234	391	625	13	23	35	65	100
Corse	ns	ns	12	43	55	ns	Ns	1	6	7
Franche-Comté	41	261	302	290	591	7	41	47	49	96
Haute-Normandie	57	ns	64	179	243	6	Ns	7	24	31
Ile-de-France	63	ns	77	201	279	7	Ns	9	29	38
Languedoc-Roussillon	43	43	85	158	243	6	6	11	22	33
Limousin	ns	ns	ns	528	550	ns	Ns	ns	66	69
Lorraine	154	297	451	276	727	18	42	60	39	98
Midi-Pyrénées	28	54	81	518	599	5	7	12	76	88
Nord-Pas de Calais	ns	ns	39	72	111	ns	Ns	5	11	16
Pays de la Loire	ns	ns	31	277	308	ns	Ns	2	35	36
Picardie	71	ns	81	255	336	7	Ns	8	40	49
Poitou-Charentes	ns	ns	17	323	340	ns	Ns	2	47	49
PACA	10	27	37	162	200	2	4	6	22	28
Rhône-Alpes	12	60	72	419	491	2	11	13	66	79
France	969	1 357	2 326	7 400	9 726	112	194	306	1 012	1 318

ADEME

Les disponibilités supplémentaires économiquement mobilisables

La disponibilité supplémentaire en bois de forêt, après déduction de la récolte actuelle, s'élève à **2,7 millions de tep par an de BIBE** (12 millions de m³/an), et 1,6 million de tep par an de MB (7,2 millions de m³/an), comme indiqué sur le tableau 24.

Tableau 24 : Disponibilités supplémentaires régionales par type de ressource

Les résultats Aquitaine concernent la seule disponibilité en bois vert suite à la tempête Klaus (voir § 224).
 Quand les résultats sont négatifs, il est prudent de considérer qu'il n'y a pas de disponibilités supplémentaires.
 (Avec : ns = non significatif ; FEUIL = feuillus ; RES. = résineux ; TOT. = total ; PEUP. = peupleraie)

Régions administratives	BIBE supplémentaire (x 1000 m ³ /an)						MB supplémentaire (x 1000 m ³ /an)					
	FORET			PEUP.	HAIE	TOT.	FORET			PEUP.	HAIE	TOT.
	FEUIL.	RES.	TOT.				FEUIL.	RES.	TOT.			
Alsace	85	247	332	ns	ns	318	108	35	143	ns	ns	153
Aquitaine	1 110	-907	203	15	66	285	407	119	526	19	77	622
Auvergne	199	745	943	ns	2	951	159	75	233	ns	55	294
Basse-Normandie	-105	ns	-119	ns	-8	-125	62	ns	70	ns	151	224
Bourgogne	2 067	39	2 105	ns	43	2 163	486	67	553	ns	59	625
Bretagne	304	196	500	ns	48	559	153	30	183	ns	169	362
Centre	2 099	26	2 125	ns	56	2 195	460	45	505	ns	68	586
Champagne-Ardenne	841	14	855	10	ns	870	396	36	433	12	ns	464
Corse	-322	41	-281	ns	ns	-282	26	5	31	ns	ns	33
Franche-Comté	793	312	1 105	ns	ns	1 093	300	137	437	ns	ns	461
Haute-Normandie	112	ns	120	ns	ns	116	123	ns	133	ns	ns	149
Ile-de-France	159	ns	119	ns	ns	119	159	ns	162	ns	ns	171
Languedoc-Roussillon	83	66	149	ns	ns	170	112	35	147	ns	ns	170
Limousin	743	223	966	ns	56	1 027	259	43	301	ns	65	369
Lorraine	627	450	1 076	ns	ns	1 078	377	52	429	ns	ns	454
Midi-Pyrénées	725	43	768	ns	73	849	343	38	381	ns	94	485
Nord-Pas de Calais	-237	ns	-284	ns	ns	-332	66	ns	66	ns	ns	108
Pays de la Loire	311	109	421	40	93	554	139	20	159	29	189	377
Picardie	175	ns	167	-12	ns	162	201	ns	210	22	ns	254
Poitou-Charentes	380	-47	333	ns	53	390	197	14	211	ns	111	336
PACA	-341	-10	-351	ns	ns	-352	100	24	124	ns	ns	144
Rhône-Alpes	-232	413	181	ns	18	199	259	94	353	ns	47	409
France	9 574	1 860	11 434	101	471	12 005	4 893	899	5 792	189	1 267	7 247

Régions administratives	BIBE supplémentaire (ktep/an)						MB supplémentaire (ktep/an)					
	FORET			PEUP.	HAIE	TOT.	FORET			PEUP.	HAIE	TOT.
	FEUIL.	RES.	TOT.				FEUIL.	RES.	TOT.			
Alsace	20	47	66	ns	ns	63	25	7	32	ns	ns	34
Aquitaine	261	-171	90	2	15	107	96	22	118	3	17	138
Auvergne	47	140	187	ns	1	188	37	14	51	ns	12	64
Basse-Normandie	-25	ns	-27	ns	-2	-29	15	ns	16	ns	33	50
Bourgogne	485	7	493	ns	9	504	114	13	127	ns	13	142
Bretagne	71	37	108	ns	11	120	36	6	42	ns	37	80
Centre	493	5	498	ns	12	512	108	9	117	ns	15	133
Champagne-Ardenne	197	3	200	1	ns	203	93	7	100	2	ns	106
Corse	-78	8	-68	ns	ns	-68	6	1	7	ns	ns	7
Franche-Comté	186	59	245	ns	ns	242	70	26	96	ns	ns	101
Haute-Normandie	26	ns	28	ns	ns	27	29	ns	31	ns	ns	34
Ile-de-France	37	ns	30	ns	ns	30	37	ns	38	ns	ns	40
Languedoc-Roussillon	19	12	32	ns	ns	36	28	7	33	ns	ns	38
Limousin	175	42	217	ns	12	229	61	8	69	ns	14	83
Lorraine	147	85	232	ns	ns	232	89	10	98	ns	ns	104
Midi-Pyrénées	170	8	178	ns	16	196	81	7	88	ns	21	110
Nord-Pas de Calais	-56	ns	-64	ns	ns	-74	16	ns	16	ns	ns	23
Pays de la Loire	73	21	94	6	20	120	33	4	36	4	42	82
Picardie	41	ns	40	-2	ns	39	47	ns	49	3	ns	57
Poitou-Charentes	89	-9	80	ns	12	93	46	3	49	ns	24	75
PACA	-80	-2	-82	ns	ns	-82	23	4	28	ns	ns	32
Rhône-Alpes	-55	78	23	ns	4	27	61	18	79	ns	10	90
France	2 248	350	2 598	15	104	2 717	1 149	169	1 318	28	279	1 625

ADEME

La disponibilité supplémentaire en BIBE résineux est relativement faible et sensiblement inférieure à celle des feuillus : l'exploitation actuelle est proche du disponible dans les conditions économiques actuelles.

Sauf en Aquitaine on l'on observe les conséquences directes de la tempête Klaus, les disponibilités supplémentaires en BIBE localement négatives peuvent être expliquées par :

- **Des prélèvements actuels supérieurs aux possibilités biologiques.** C'est par exemple le cas rencontré en Basse-Normandie. Cette pratique, si tant est qu'elle ne perdure pas, peut être le fait de la remise en gestion durable de peuplements surcapitalisés ;
- **Des incertitudes sur les termes entrant dans le calcul de la disponibilité supplémentaire**
 - Provence-Alpes Côte d'Azur et Corse : une tendance à sous-estimer le terme « disponibilité » dans le bilan régional
 - L'utilisation sous une forme BIBE de bois classés dans la catégorie BO dans l'étude, ce qui tendrait à sous-estimer sa disponibilité brute;
 - Des systèmes d'exploitation locaux y sont spécifiques et leurs caractéristiques sont peut-être mal représentées dans le modèle.
 - Corse et Nord-Pas de Calais : une tendance à surestimer le terme « prélèvement » dans le bilan régional :
 - Les extrapolations régionales du CEREN sur la consommation de bois de feu des ménages peuvent être relativement imprécises ;
 - Des consommations dans une région de bûches en provenance d'autres régions. L'hypothèse que tout le bois de feu consommé dans une région provienne de cette région est mise à mal dans le Nord-Pas de Calais (région très peu boisée, densément peuplée et où la demande en chauffage est importante), la Basse-Normandie (région très peu boisée), et PACA (région densément peuplée et montagneuse où l'accessibilité des bois régionaux reste difficile) ;

Plus généralement, la précision des résultats négatifs est relativement réduite dans la mesure où les volumes concernés sont faibles et compte tenu du mode d'obtention des résultats par différence entre deux estimations indépendantes (disponibilité technico-économique – prélèvements estimés). Dans ces régions, il est prudent de retenir qu'il n'y a probablement pas de disponibilités supplémentaires, c'est-à-dire en plus des volumes déjà mobilisés à ce jour.

La variation de la disponibilité nette supplémentaire selon le prix d'achat du bois bord de route

Les résultats de la figure 33 montrent la sensibilité des ressources supplémentaires en BIBE et MB calculées précédemment à une variation du prix du BIBE payé bord de route pour les trois ressources cumulées : forêts, peupleraies et haies.

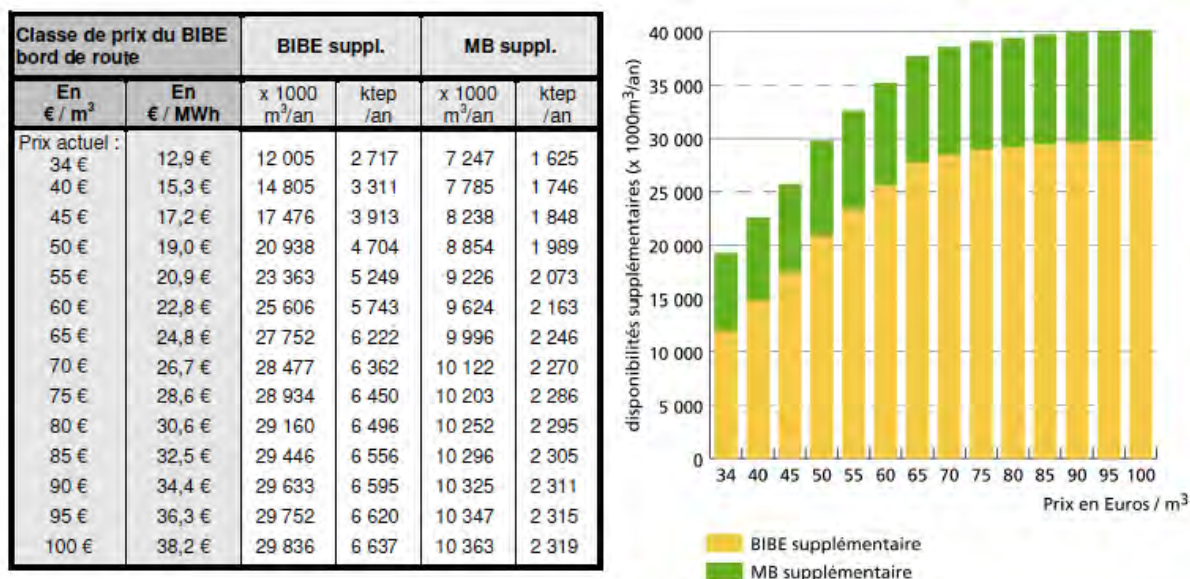


Figure 33 : Variation de la disponibilité supplémentaire en BIBE net en MB à une variation du prix bord de route du BIBE (forêts + peupleraies + haies)

La méthode utilisée pour estimer ces données est relativement primaire. Elle consiste à faire varier la classe de prix bord de route du BIBE tout en fixant l'ensemble des autres paramètres économiques à leur niveau actuel, ce qui est certes peu probable. L'approche minimise certainement la disponibilité réelle. L'augmentation de la disponibilité supplémentaire permise par une augmentation de 5€/m³ du prix du BIBE est en moyenne de 3 millions de m³ jusqu'à 65€/m³. L'augmentation de la disponibilité diminue ensuite pour tendre vers son maximum de 40 millions de m³/an. Par ailleurs, le prix moyen actuel adopté est de 34€/m³ pour le BIBE alors que le prix du bois énergie bord de route est plutôt de 41€/m³. Lorsque le prix du BIBE est de 40€/m³, le tableau indique que la disponibilité nette supplémentaire en BIBE + MB est supérieure de 3,3 millions de m³ à la disponibilité observée à 34€/m³.

D'après l'étude, la disponibilité varie dans le sens inverse du prix du bois sur pied. Pour chaque niveau de prix, un équilibre se crée entre les conditions d'exploitabilité de la ressource et les conditions économiques. Pour exploiter plus de BIBE et aller le chercher sur des parcelles plus difficiles d'accès, il faudra nécessairement payer le bois bord de route plus cher ou que le propriétaire accepte de vendre moins cher son bois sur pied. Il est donc possible d'envisager que l'augmentation du prix devra être répartie entre le propriétaire (meilleure rémunération du bois sur pied) et l'exploitant (exploitation de parcelles plus difficiles d'accès).

Par ailleurs, il est probable qu'avec une variation de la demande en bois énergie, se traduisant par une augmentation du prix bord de route), la disponibilité brute en bois énergie varie également. En effet, à partir d'un certain niveau de prix, certains usages actuels du BIBE ne deviennent pas rentables (fermeture d'usines de pâte ou de panneaux, changement des sources d'approvisionnement...) ou il est plus intéressant de valoriser en bois énergie les usages les moins nobles du BO (substitution d'usage). De proche en proche, une tension des prix aura lieu jusqu'à trouver un nouvel équilibre.

En tout état de cause, compte tenu de l'équilibre observé entre les prix du bois sur pied et celui du bois bord de route, il est certain que le développement d'un usage particulier comme le bois

énergie, éventuellement aidé par des incitations fiscales, risque d'entraîner des substitutions d'usage avant d'entraîner une mobilisation supplémentaire.

Conclusions de l'étude

En conclusion de l'étude de l'ADEME, les forêts, principalement, les peupleraies et les haies dans un second temps, portent l'essentiel du gisement potentiel de bois énergie au niveau national. La disponibilité brute en produits valorisables pour l'énergie représente un total annuel de 19,1 millions de tep sur la période 2006-2020 (soit 85,8 millions de m³ par an). Dans ces ressources, la disponibilité moyenne annuelle en bois sur la période 2006-2020 s'élève à :

- **15,8 millions de tep/an de BIBE*** (71 millions de m³/an) dont **10,3 exploitables** (46,1 millions de m³/an) dans les conditions économiques actuelles et compte tenu des contraintes techniques de récolte ;
- **3,3 millions de tep/an de menus bois**** (14,9 millions de m³/an) dont **1,6 exploitables** (7,2 millions de m³/an).

Dans le contexte économique actuel, la disponibilité supplémentaire en bois pour l'énergie, c'est-à-dire en plus des consommations actuelles, s'établit sur la période 2006-2020 à :

- **+ 2,7 millions de tep/an en moyenne de BIBE** (soit + 12 millions de m³/an) ;
- **+ 1,6 million de tep/an de MB** (soit + 7,2 millions de m³ par an), ces derniers étant a priori plus difficiles à mobiliser que les précédents.

La disponibilité additionnelle en BIBE se situe pour l'essentiel **en forêt** (95 %), devant les haies (4 %) et les peupleraies (1 %). Ces deux derniers types de ressources constituent des gisements d'intérêt au niveau local, en témoignent l'inter-région composée de la Basse-Normandie, de la Bretagne et des Pays de la Loire pour lesquelles le potentiel bûche des haies représente 20% de la disponibilité en BIBE. Les disponibilités supplémentaires sont **majoritairement feuillues (85 %)** et localisées en **forêts privées (75 %)**, conformément à la prépondérance de cette catégorie de propriété dans la superficie boisée nationale. Au sein des forêts publiques, 39% de la disponibilité se rencontre en forêt domaniale.

Les régions situées le long d'une **diagonale Sud-Ouest / Nord-Est** présentent les chiffres de disponibilités brutes les plus élevées en raison de l'importance de la surface boisée sur ces territoires. A contrario, bien que fortement boisées, la disponibilité brute de BIBE dans les trois régions méditerranéennes (3,1 m³ en moyenne par hectare de forêt) s'établit très en dessous de la moyenne nationale (4,9 m³/ha) du fait des contraintes pédoclimatiques fortes qui limitent la croissance biologique. Les régions de montagne se distinguent par des niveaux de disponibilité forestière nette en BIBE à l'hectare relativement faible, en rapport avec les coûts d'exploitation plus élevées que dans les régions de plaine du Nord et de l'Est. Les disponibilités supplémentaires sont également situées selon ce même axe, le long d'une **diagonale verte allant de Toulouse à Nancy en passant par la région Centre**. A contrario, les régions PACA, Corse, Basse-Normandie et Nord-Pas-de-Calais ne semblent pas présenter de disponibilités supplémentaires.

Ce volume semble compatible avec les objectifs fixés par **le COMOP EnR et les Assises de la Forêt** aux horizons 2012 et 2020. Sa mobilisation requiert toutefois un important effort de poursuite de remise en gestion des peuplements forestiers surcapitalisés ou délaissés par leurs propriétaires.

Les résultats de l'étude soulignent également l'intérêt local pour le développement de valorisations énergétiques de la biomasse des autres ressources ligneuses telles la vigne, les

vergers et les arbres urbains. Les conditions techniques, économiques et environnementales pour la mobilisation effective de ces gisements restent toutefois largement à préciser.

iii. Différences de méthodologie entre les études MAP et ADEME

L'étude du CEMAGREF et celle de l'ADEME ont été menées en étroite collaboration pour ce qui concerne la ressource forestière. Dans un « souci de cohérence des résultats publics, données méthodes et hypothèses sont intégralement partagées, voire définies en commun, si bien que les résultats en disponibilité brutes forestières sont identiques, au minimum pour un des scénarios retenus dans l'étude MAP ». En revanche, les résultats des disponibilités nettes qui en dérivent répondent à des objectifs différents. Alors que l'étude MAP s'est attachée à évaluer la disponibilité accessible suivant des critères strictement techniques (pente, distance de débardage...), l'étude réalisée par l'ADEME fournit quant à elle des résultats suivant une démarche technico-économique. La contrainte économique, comme la rentabilité de produits forestiers spécifiques à un moment donné, a en effet une importance majeure sur l'intérêt d'accéder à un éventuel gisement de ressources. Les choix d'hypothèses de calculs de la disponibilité de la biomasse ligneuse sont également différents. L'évaluation des disponibilités en BO, produits connexes de scierie et bois de rebut ne font pas parti du champ de l'étude ADEME, mais sont analysées dans l'étude MAP 2009.

A noter que pour les besoins de l'étude MAP 2009, le CEMAGREF a également calculé des résultats selon un scénario d'intensification des prélèvements. La disponibilité forestière brute ainsi obtenue est supérieure d'environ 9% à celle qui est présentée ici.

Dans ces deux études, des pistes d'améliorations ont été intégrées par les auteurs et sont présentées ici de manière succincte :

- Etude ADEME
 - Meilleure évaluation des prélèvements de bois actuels
 - Diversification des types de scénarios dans le contexte du développement des usages biomasse
 - Meilleure estimation des volumes dans les compartiments de l'arbre
 - Evaluation plus précise de la disponibilité brute dans les haies bocagères
 - Elargissement du champ d'analyse des contraintes environnementales
 - Affinage des hypothèses économiques
 - Modélisation du consentement des propriétaires forestiers privés à offrir du bois
- Etude MAP
 - Amélioration des calculs au niveau de détail des résultats, de leur fiabilité et de leur sensibilité aux différentes hypothèses
 - Nécessité d'une étude économique et sociologique pour mieux connaître la ressource mobilisable
 - Réactualisation souhaitable pour affinage du niveau de détail des résultats

e. Chaîne d'approvisionnement, mobilisation de la biomasse et contractualisation

i. Les différents acteurs

D'après une synthèse réalisée grâce aux données de l'ADEME et de la presse professionnelle, il existe de nombreux acteurs actifs à différents niveaux de la filière, chacun motivé par ses propres besoins. Ils sont :

- Fournisseurs ressource : ONF, Privés, le bois est ensuite transformé sous formes de plaquettes ou granulés)
- Equipementiers : fabricants chaudières et entreprises d'équipements connexes
- Porteurs de projet : collectivités locales, industriels (agroalimentaires, acteurs de la filière bois et autres secteurs), producteurs d'énergie
- Exploitants (privés) : Cofely et Dalkia pour exploitation chaufferie, producteurs d'électricité...
- Autres intervenants : bureau d'études ou d'ingénierie, entreprises du BTP, logisticiens, financeurs, assureurs...)

Les études menées L. AMBLARD de l'IRSTEA, en 2009 et 2012, sur l'organisation de l'approvisionnement en Bois Energie sur le territoire de l'Auvergne recense une dizaine d'acteurs dans le domaine du Bois-Energie. On distingue les cas où la production de combustible est dédiée à l'autoconsommation des cas où ce dernier est commercialisé.

- Autoconsommation de combustibles

Dans de nombreuses régions rurales, l'autoconsommation ressort comme la logique dominante des propriétaires forestiers et des agriculteurs. Ils réduisent ainsi leurs dépenses énergétiques au travers la valorisation de leur ressource forestière. Les entreprises de l'industrie du bois (scieries et entreprises de la 2^{nde} transformation) auto consomment également tout ou une partie des produits connexes de leur activité.

- Commercialisation de combustibles ou d'un service lié à l'approvisionnement en bois-énergie

3 catégories d'opérateurs peuvent être définies en fonction de la logique de leur activité bois-énergie : nouveau débouché pour produit ou service existant, nouveau produit ou service, nouvelles structures se développant en vue d'une activité BE spécialisée. Un même acteur peut faire parties de plusieurs catégories.

- le BE est un nouveau débouché pour un produit ou un service qui existait déjà dans l'entreprise.

Les *scieries* sont des acteurs importants de l'approvisionnement en BE, au travers de la vente de produits connexes pour l'approvisionnement des chaudières de collectivités et particuliers et de la vente de sciure aux usines de granulation. Traditionnellement, toutefois, la majorité de ces produits connexes est vendue aux industries de la trituration (industrie du panneau et du papier). Dans le cas des scieries, la sciure et les écorces sont les principaux sous-produits valorisés en bois-énergie auprès des usines de granulation pour la fabrication de granulés et le chauffage des unités de production. Dans une moindre mesure, des plaquettes de scierie sont destinées à l'approvisionnement des chaudières de collectivités et d'industrie, souvent en mélange avec des écorces. La vente directe auprès des particuliers est marginale.

Dans une moindre mesure les *entreprises de 2^{nde} transformation* peuvent également assurer l’approvisionnement des chaudières de collectivités à partir de sous-produits de leur activité. Enfin, les *entreprises de logistiques* valorisent leurs services pour répondre aux besoins de transport à différents niveaux de l’approvisionnement : transport, stockage de combustible et/ou gestion de l’alimentation d’un silo de chaufferie.

Pour les acteurs de cette catégorie, l’émergence de la filière BE permet le développement d’un débouché pour des produits connexes non valorisés, une diversification des clients pour plus de sécurité et de flexibilité ou encore le remplacement d’un ancien débouché. Le BE permet également une meilleure valorisation des produits qu’en trituration. La proximité des clients réduit en effet les coûts de transports. Les rapports de force dans la négociation des prix sont en général plus équilibrés. En revanche, la saisonnalité des besoins en BE peut occasionner des difficultés de stockage.

- le BE est un nouveau produit ou service, leur donnant l’opportunité de se diversifier en s’adossant aux activités, savoirs faire et ressources préexistantes.

Les *coopératives forestières* peuvent développer une activité bois-énergie qui reste généralement faible en termes de volume et de chiffre d’affaire. Elles se positionnent sur le marché de l’approvisionnement des grandes collectivités et entreprises, la production de plaquettes forestières n’étant rentable pour ces structures que pour des volumes importants.

L’*Office National des Forêt* (ONF) est responsable de la gestion des forêts domaniales et forêts publiques relevant du régime forestier. La vente de bois pour la production de plaquettes forestières étant très récente (depuis 2007) et les volumes peu significatifs, le bois-énergie n’a encore qu’une importance mineure dans le chiffre d’affaire global de l’ONFR.

Les *entrepreneurs de travaux agricoles et forestiers* peuvent réaliser des prestations de service de broyage et de vente de plaquettes. Les entrepreneurs de travaux agricoles offrent un nouveau service à leur clientèle agricole sur laquelle ils s’appuient en retour pour trouver la matière-première. Ces entreprises peuvent commercialiser des produits dans la limite d’un certain pourcentage, au-delà duquel elles doivent changer de statut.

Les *Coopératives d’Utilisation de Matériel Agricole* (CUMA) sont des coopératives de service qui mettent à la disposition des agriculteurs adhérents le matériel ou la main d’œuvre nécessaires à leurs activités. Elles réalisent des prestations de broyage de bois en plaquettes forestières pour leurs adhérents.

Les *grands groupes de l’environnement* comme COFELY (GDF SUEZ) et DALKIA (Véolia / EDF) interviennent comme gestionnaires ou exploitants de plusieurs chaufferies de forte puissance de collectivités et industries. Ils sont responsables de l’approvisionnement en combustibles des installations, faisant appel soit à des approvisionneurs locaux soit à leurs propres circuits nationaux.

- Développement en vue d’une activité bois-énergie spécialisée.

Certaines CUMA proposant des services de broyage ont été spécialement créés pour la fourniture de ce type de service. Des sociétés peuvent de manière similaire être spécifiquement

créées pour l'approvisionnement en bois déchiqueté des chaufferies de collectivités et d'entreprises, issues par exemple du regroupement de scieries, associant parfois d'autres types d'opérateurs (entreprise de recyclage, etc...).

ii. La structuration de la filière

Les échanges entre les différents acteurs du Bois-Energie prennent la forme de relations client/fournisseur, débutent par la mobilisation des ressources naturelles et s'achèvent par la vente de combustible et à son utilisation par les consommateurs. L'importance relative de l'activité BE affecte les choix de clientèle. Par exemple, les scieries pour lesquelles la valorisation de certains produits connexes est peu importante économiquement choisissent en priorité des clients prenant en charge la logistique, quitte à les vendre à bas prix à un intermédiaire fabricant de combustible. Les scieries pour lesquelles le chiffre d'affaires associé à ces produits est important privilégient le critère du prix offert et les vendent généralement directement au consommateur.

Deux modes d'articulation concurrentielle sont ainsi observés : le premier repose sur une répartition tacite de la zone géographique d'intervention. C'est le cas de certains prestataires de déchiquetage. Le second consiste à intervenir sur une même zone avec des produits/services différenciés : il peut s'agir de la qualité du service de livraison et du prix associé pour le cas de deux entreprises commercialisant des granulés sur un même territoire.

Ce mode de structuration présente l'avantage de sécuriser l'approvisionnement de la filière sur l'ensemble de la chaîne, dans le sens qu'elle permet une refonte de l'intérêt particulier dans le moule de l'intérêt commun et aplanit les éventuelles positions de force des différents acteurs (fournisseurs, opérateurs de transformation) en décentralisant les responsabilités. Elle renforce ainsi la position de la filière face aux industries dites « classiques » du bois, comme le bois-œuvre ou l'industrie de la pâte et du papier. En revanche, ce type d'intégration peut mener à un immobilisme de la filière si les partenaires n'appréhendent pas le projet de la même manière ou si leurs intérêts particuliers divergent postérieurement.

Une comparaison rapide entre la structuration des filières dans différents pays de l'Union Européenne montre quelques différences. Le modèle français par exemple semble présenter une originalité par le rôle important joué par les exploitants de la ressource forestière (y compris l'ONF), dont la mission consiste à aider les propriétaires à la gestion forestière et la vente de bois, et qui recherchent des contrats à moyen terme.

Pouvant se rapprocher du modèle allemand, l'historique de la formation de la filière montre une divergence entre les modèles français et scandinaves par exemple. Pour ces derniers, les industriels du papier y jouent un rôle moteur fondamental puisqu'ils sont à l'origine de la structuration. Maîtrisant les filières d'approvisionnement, bien installées localement, consommant déjà de la chaleur pour leurs process industriels extrêmement énergivores, il est naturel que les papeteries aient pu trouver un intérêt à créer une filière leur permettant de diversifier leurs activités et de valoriser les quantités importantes de sous-produits issus de leur activité principale. En France, c'est la demande des consommateurs qui, recherchant l'offre des possesseurs de ressource, va entraîner la naissance d'une filière. De nombreux exemples montrent une collectivité structurant *ex nihilo* une filière territoriale par l'installation d'une

chaufferie collective qui s’approvisionne auprès des fournisseurs locaux, l’occasion étant belle pour ces derniers de valoriser leurs rebuts d’exploitation.

La structuration de la filière : une adaptation croissante à la demande en bois-énergie

Au-delà de la simple valorisation d’un sous-produit de l’exploitation forestière ou de la transformation industrielle du bois, on observe des adaptations des activités de production de combustible bois-énergie et des services associés.

Plus particulièrement, les opérateurs effectuent des adaptations spécifiques aux caractéristiques de la demande en bois-énergie. Par exemple, des coopératives forestières ou leurs filiales commercialisant des plaquettes forestières élargissent leur gamme de produits aux granulés à destination des clients particuliers. De même, anticipant la demande croissante en plaquettes forestières imposées par certains appels d’offre, des groupements d’exploitants-scieurs peuvent investir dans l’équipement nécessaire à la production de ce type de combustible.

Par ailleurs, la nécessité pour les collectivités et industries de sécuriser des approvisionnements en combustible de volume conséquent a conduit à un mouvement de regroupement des différents types d’opérateurs, constituant des structures pérennes ou s’associant ponctuellement pour l’approvisionnement d’une installation de production de chaleur. Il n’est pas rare que des sociétés soient créées, dont les actionnaires sont des groupements de scieurs, des récupérateurs et des négociants qui assurent la logistique et la gestion de l’approvisionnement des chaudières. Des CUMA s’associent régulièrement pour former des associations dont l’objectif est de constituer un interlocuteur unique (ou tout du moins privilégié), des grandes structures d’approvisionnement à la recherche de plaquettes forestières, et de se positionner également pour l’approvisionnement local des chaudières de collectivités.

On observe donc une professionnalisation de la production de bois-énergie et des services associés, avec des adaptations spécifiques des opérateurs en réponse à la demande de combustible.

A l’heure actuelle, de nombreux professionnels font état d’un manque de dynamisme de la forêt française. S’ils saluent généralement la gestion à la fois durable et productive de la forêt publique, tous ont également constaté le défaut d’entretien et de valorisation des parcelles privées, qui comptent pour les trois quarts des massifs forestiers français. L’Etat, à travers ses forêts domaniales, ne contrôle que 11% de l’ensemble.

Le désintérêt de la majorité des propriétaires privés tient à l’extrême morcellement des parcelles, émiettées à l’occasion des partages successoraux – les trois quarts des propriétaires forestiers sont en effet des héritiers, et un quart seulement des acquéreurs. Trois millions et demi des propriétaires se partagent la forêt privée française, soit 3,2 hectares par propriétaire, sont seulement un tiers d’entre eux possèdent plus de 1 hectare. Les 3 millions de personnes qui possèdent moins de 4 ha détiennent tout de même près de 30% de la surface forestière globale française. L’Office National des Forêts (ONF) gère, quant à lui, des forêts publiques à hauteur de presque 25% de l’ensemble de la surface forestière française.

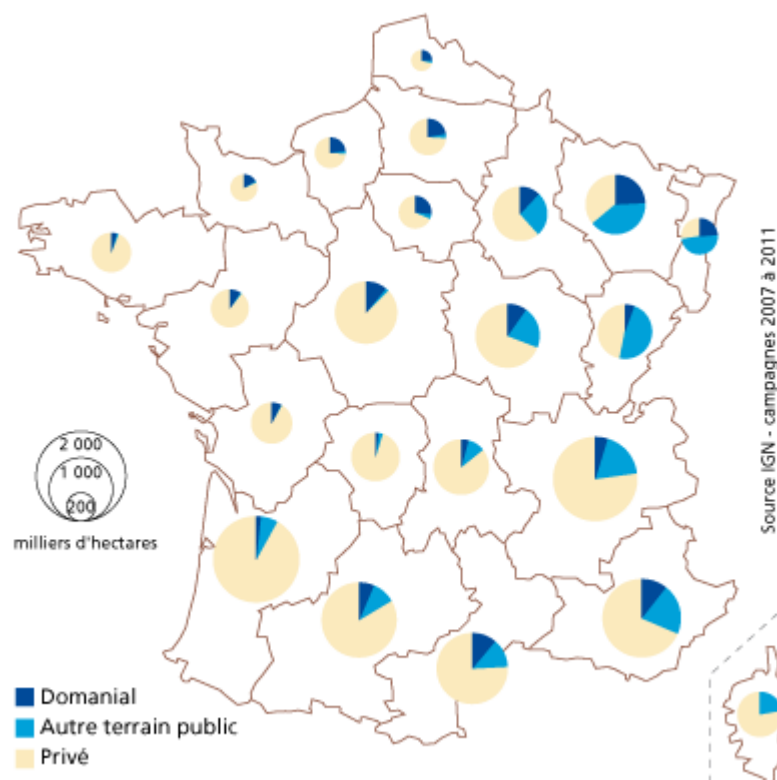


Figure 34 : superficie forestière par catégorie de propriété

La petite taille des parcelles forestières en propriété privée est souvent présentée comme un obstacle à leur exploitation. C'est vrai pour l'exploitation à destination industrielle du fait de l'amplification des frais de gestion, mais cela l'est sans doute moins pour les parcelles exploitées par leurs propriétaires ou des particuliers pour la production de bois de chauffage en dehors des circuits commerciaux.

Toutefois, la forêt française est en croissance, et la mobilisation de son plein potentiel est cruciale pour la bonne structuration de la filière biomasse. Il semble, pour les rapporteurs de *la biomasse au service du développement durable*, que la solution pour une meilleure organisation forestière passe par des regroupements. Il est possible d'inciter les propriétaires forestiers de petites parcelles à entrer dans une démarche de production ou, à défaut, d'intégrer une coopérative forestière qui se chargera de la valorisation. Cette issue aurait aussi l'avantage de faire entrer le bois dans une logique de gestion durable essentielle pour préserver le caractère renouvelable de la ressource biomasse.

A titre de comparaison, la filière bois allemande bénéficie d'une ressource plus accessible qu'en France en raison d'une propriété forestière moins fragmentée et majoritairement contrôlée par les pouvoirs publics, héritage des remembrements autoritaires décidés au cours du XX^{ème} siècle. Elle profite aussi du soutien formalisé par le « plan national d'action biomasse » en faveur des TCR. Les services forestiers des *Länder* contractent avec les forestiers privés pour assurer les approvisionnements, permettant une sécurisation de la matière première. Mais la croissance de la demande devrait conduire l'Allemagne à devenir importateur de bois dès 2014, ce qui ne manquera pas de solliciter la ressource des Etats voisins, et en premier lieu le territoire français.

Selon l'étude de l'ADEME, pour infirmer ou confirmer l'hypothèse selon laquelle les petites propriétés privées sont sous-exploitées et donc que la disponibilité supplémentaire s'y trouve majoritairement, il faudrait établir une corrélation entre ces variables. Encore incapable de localiser la disponibilité supplémentaire, l'étude fait néanmoins les hypothèses que la récolte commerciale est réalisée en priorité sur les parcelles les plus grandes et dans les forêts gérées (forêts publiques, forêts privées à plan simple de gestion), alors que la récolte de bois de feu non « commercialisée » se réalise tout autant, voire davantage, sur les petites parcelles pour des raisons de proximité entre l'exploitant non professionnel et son marché.

En conclusion, aucun modèle économique ne s'impose encore en France actuellement : la priorité est d'accroître les capacités de production pour répondre à la croissance de la demande française en matière de bois-énergie. Mais un positionnement commun semble émerger pour les nouveaux acteurs sur le marché, sous la forme d'une spécialisation dans la fourniture de plaquettes et/ou de granulés.

Le défi aujourd'hui consiste à structurer le secteur afin de faciliter la mobilisation de la ressource en bois, rendre ces fournisseurs de combustibles bois rentables. Pour cela, divers outils pourraient être utilisables : le regroupement des propriétés forestières, par la mutualisation des moyens et la mise en place d'une fiscalité incitative, l'accroissement de la taille des entreprises, éviter la concurrence avec les autres usages du bois, ou encore l'accompagnement des entreprises en matière d'investissement et de gestion de trésorerie. Il serait également possible de créer des structures intermédiaires d'approvisionnement qui jouerait le rôle d'interface entre les producteurs et les utilisateurs de la ressource. Les SCIC, sociétés coopératives d'intérêt collectif, semblent particulièrement adaptées, pouvant regrouper des collectivités locales, des industriels, des fournisseurs de biomasse...

Enfin, le bois énergie permettant de produire de la chaleur, son développement ne pourra pas se faire sans les réseaux de chaleur qui, actuellement, sont plutôt alimentés en gaz naturel (45%), en incinération d'ordures ménagères (22%), en charbon et en fioul, la biomasse n'atteignant que les 4,4%.

iii. L'approvisionnement

L'approvisionnement en plaquettes forestières est subdivisé en de nombreuses étapes :

- L'abattage, le façonnage et le débardage (= portage, transfert jusqu'au bord de la route)
- Le déchetage ou broyage
- Le transport
 - En flux tendu (bois transformé en plaquette en forêt et livraison), adapté aux chaufferies de grande puissance (>5MWh) tolérant des taux d'humidité de 45%
 - En rupture de charge (plaquettes stockées en entrepôt avant ou après transformation) pour les petites chaufferies à faible capacité de stockage pour le séchage à un taux de 25 - 30%
- Le stockage et séchage (intérieur ou extérieur)
- La vente en gros ou au détail des plaquettes

- Le chargement ou livraison des plaquettes

Plusieurs études insistent sur l'impérative mobilisation forestière. Un marché international du granulé de bois est en train de se structurer entre pays occidentaux, qui permet la conclusion de contrats d'approvisionnement de long terme et des échanges bien plus faciles que les bois non raffinés. Ce commerce permet à la Belgique et aux Pays-Bas, faiblement dotés en ressource forestière, de faire fonctionner des unités de biomasse-énergie sur leur territoire. Rotterdam s'impose comme place de marché. La compétition pour l'accès à la ressource se renforcera donc au cours des prochaines années. Il est important que la France sécurise la matière première disponible sur son territoire sous peine de voir sa captation pour les opérateurs étrangers : la Belgique est aujourd'hui le premier importateur des grumes françaises.

A la maille du projet, comme représentée ci-dessous, la filière d'approvisionnement du secteur du Bois-Energie peut être grossièrement résumée par quatre types de chaînes :

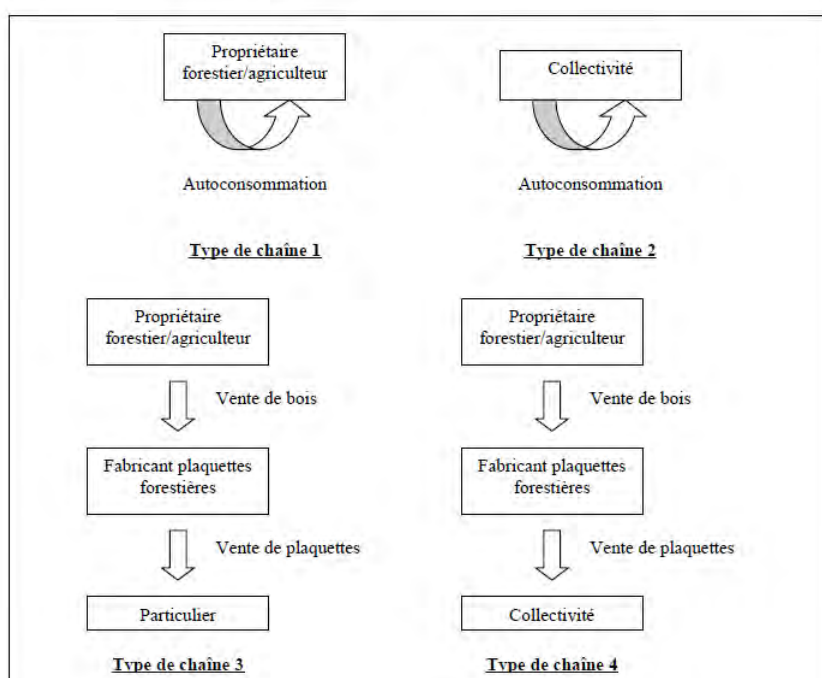


Figure 35 : les types de chaînes d'approvisionnement en plaquettes forestières

Les types de chaînes sont définis par le croisement entre le type d'utilisateur des chaufferies au bois-énergie, la nature du combustible et le type d'opérateur participant à l'approvisionnement

- Les chaînes d'approvisionnement des chaudières de particuliers

Les consommateurs particuliers s'approvisionnent en granulés principalement auprès des distributeurs qui achètent leur combustible à des usines de granulation. Les chaînes d'approvisionnement en plaquettes sont très diversifiées en termes de types et de nombre d'opérateurs impliqués. Deux types d'approvisionnement ressortent néanmoins par leur importance. Le premier correspond à des agriculteurs ou des propriétaires forestiers en autoconsommation de plaquettes forestières. Ces particuliers font presque toujours appel à une

CUMA dont ils sont adhérents ou un entrepreneur de travaux pour le déchetage du bois. L'autre mode d'approvisionnement le plus fréquent est l'achat de combustible à un fournisseur unique, ce fournisseur pouvant correspondre à une diversité de types d'opérateurs.

- Les chaînes d'approvisionnement des chaudières de collectivités

Les collectivités s'approvisionnent le plus fréquemment en plaquettes ou en mélanges de produits connexes de scierie (plaquettes et/ou écorces et/ou sciures). L'approvisionnement de ces chaudières de plus forte puissance est caractérisé par l'intervention d'un opérateur capable de fournir le volume de combustible nécessaire ou de plusieurs opérateurs (indépendants ou dans le cadre d'un groupement). Leurs schémas d'approvisionnement correspondent encore néanmoins à des cas particuliers du fait du développement encore restreint de la filière. La majorité des collectivités s'approvisionnement auprès d'une scierie, d'un groupement de fournisseurs incluant des scieries ou de plusieurs fournisseurs indépendants. En termes de tonnage, ce sont les approvisionnements dans le cadre d'une filière intégrée et auprès de fournisseurs multiples qui dominent. Le recours à plusieurs fournisseurs indépendants pour assurer l'approvisionnement des installations de production de chaleur peut s'inscrire dans le cadre de contrats différents passés avec chaque opérateur ou d'un seul contrat passé avec les différents opérateurs s'associant ponctuellement.

- Les chaînes d'approvisionnement des chaudières d'entreprises

Concernant les petites entreprises, les types d'approvisionnement sont semblables à ceux des particuliers. L'essentiel des industries qui utilisent le bois comme combustible sont des entreprises de la 1^{ère} et de la 2^{ème} transformation du bois qui auto-consomment des sous-produits de leur activité. Hors autoconsommation, les chaînes d'approvisionnement des industries passent par un ou plusieurs fournisseurs indépendants de type variés ou des groupements d'opérateurs à même de fournir les volumes de combustible nécessaire.

Tableau 25 : Exemple de chaîne d'approvisionnement en bois-énergie en Auvergne

Tableau 1 : Les types de chaînes d'approvisionnement en bois-énergie des chaudières de particuliers

Usager		Particulier				
Combustible		Granulés		Bois déchiqueté		
Mode d'approvisionnement		Fournisseur unique		Fournisseur unique	Autoconsommation	Fournisseurs multiples
		Distributeur	Usine de production	Fournisseur indépendant (agriculteur ; propriétaire forestier ; exploitant forestier ; entrepreneur de travaux ; coopérative forestière ; scierie ; négociant-transformateur)		
Importance relative	Nombre de chaudières	++++	+	++	++	rare
	Tonnage	++++	+	++	++	rare

Tableau 2 : Les types de chaînes d'approvisionnement en bois-énergie des chaudières de collectivités

Usager		Collectivité							
Combustible		Granulés		Bois déchiqueté					
Mode d'approvisionnement		Fournisseur unique		Fournisseur indépendant		Fournisseur unique		Filière intégrée	Fournisseurs multiples
		Distributeur	Usine de production	Scierie	Autres (entrepreneur de travaux ; coopérative forestière ; entreprise de 2 ^{nde} transformation ; négociant-transformateur)	Groupement dont scieries	Groupements d'agriculteurs/propriétaires forestiers		
Importance relative	Nombre de chaudières	rare	rare	+++	++	++	rare	rare	+
	Tonnage	-	-	+	faible	+	faible	+++	++

Tableau 3 : Les types de chaînes d'approvisionnement en bois-énergie des chaudières d'industrie

Usager		Industrie			
Combustible		Bois déchiqueté			
Mode d'approvisionnement		Autoconsommation	Fournisseur unique		Fournisseurs multiples
			Fournisseur indépendant (scierie ; entreprise de 2 ^{nde} transformation)	Groupement de fournisseurs	
Importance relative	Nombre de chaudières	++++	rare	rare	rare
	Tonnage	+	+	++	+++

Les particuliers s'approvisionnent en plaquettes auprès de fournisseurs locaux, voire très locaux en cas d'autoconsommation ou d'achat de combustible directement auprès d'un agriculteur ou d'un propriétaire forestier. Quand le combustible est fourni par une scierie ou un négociant, les matières premières (bois ou déchets transformés) peuvent provenir de zones plus éloignées. Dans le cas des collectivités, l'extension géographique des chaînes est très variable. Les chaînes basées sur l'achat direct de combustible à une scierie, une coopérative un groupement d'agriculteurs ou un entrepreneur de travaux agricoles ou forestiers sont plutôt locales. Cependant, le bois transformé par les scieries peut provenir d'autres régions. Les chaînes impliquant un groupement d'opérateurs ou un négociant s'étendent à une échelle départementale ou régionale. Enfin, les chaînes centrées sur des entreprises du secteur de l'environnement et de l'énergie peuvent avoir une extension régionale ou nationale. Le bois-énergie pourrait ainsi se développer sur des circuits présents à une échelle plus vaste.

L'exploitation de la ressource par des installations de plus petite taille fonctionnant en circuit court fait parfaitement sens, puisque d'après le syndicat des énergies renouvelables, le transport représente 20% du prix d'une plaquette de bois. La minimisation des coûts, comme la performance environnementale, plaident en faveur d'une localisation de la production autour d'unités de quelques centaines de kilowatts à un ou deux mégawatts. Associée à une supervision de la ressource locale disponible, ce positionnement stratégique permet la livraison d'installations clef-en-main de plusieurs mégawattheures de bois-énergie. La crainte d'un foisonnement incontrôlable, exprimée par la direction générale de l'énergie et du climat, ne semble pas devoir empêcher la bonne structuration de la filière une fois que sera assurée la bonne gestion des approvisionnements.

Ce mode d'approvisionnement en circuit court permet d'ancrer véritablement la filière dans le tissu local, économiquement et socialement, ce qui en fait un mode de production d'énergie auquel les acteurs industriels et politiques s'intéressent de près.

iv. Contractualisation

La figure 36 rappelle les tarifs de différentes énergies utilisées pour le chauffage résidentiel.

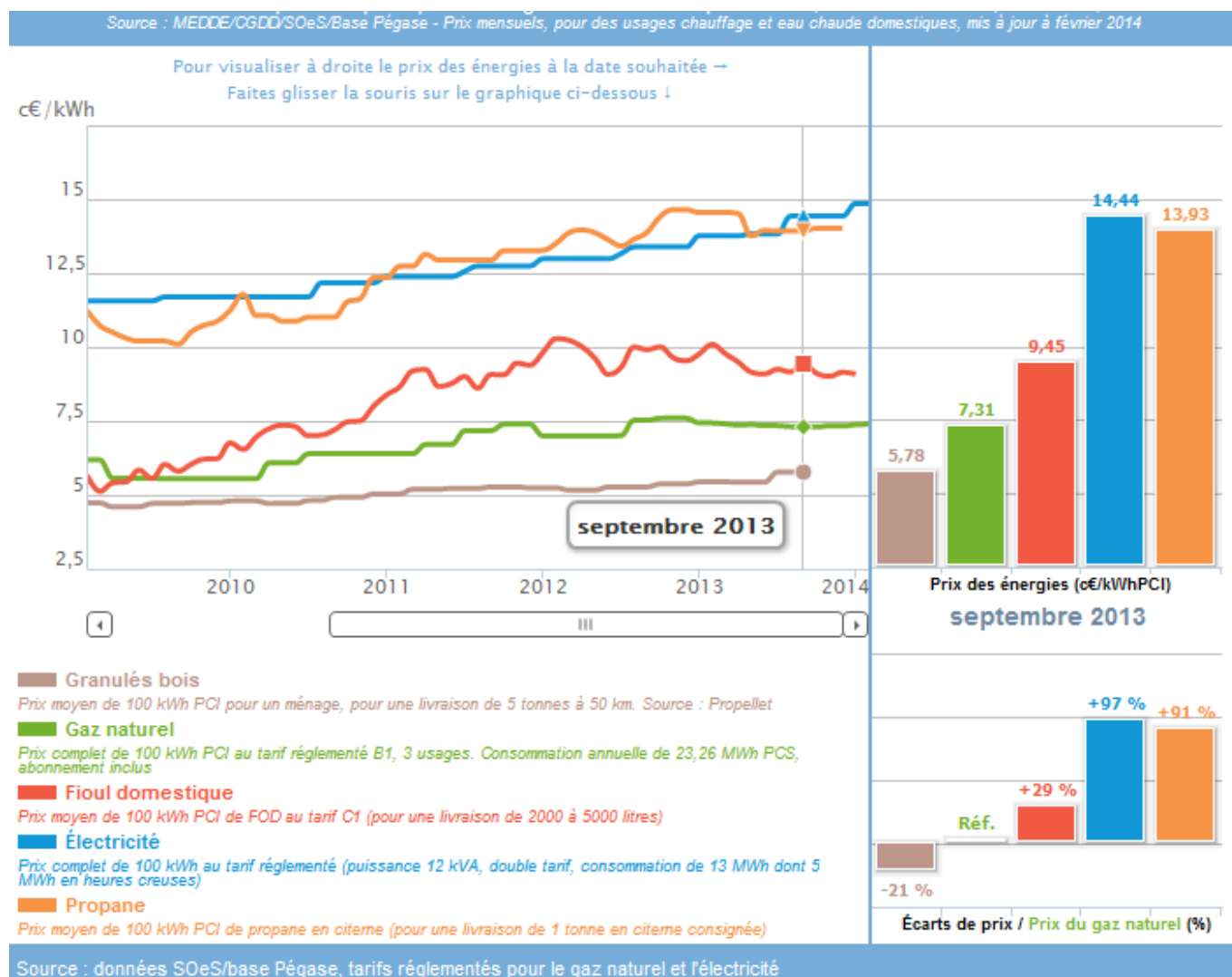


Figure 36 : Evolution du prix des principales énergies en France depuis 2007 (en centimes d'euros par kWh PCI)

En comparaison avec d'autre énergie, le bois-énergie nécessite des investissements et des frais de maintenance plus importants par rapport aux technologies fossiles, d'un facteur 1,5 à 3 selon les cas, mais les coûts de combustible plus faibles.

Dans le cas de l'achat-vente de bois à destination énergétique pour la production de plaquettes forestières, le cout de mobilisation du bois apparaît être une contrainte majeure. De plus, comme annoncée précédemment dans ce rapport, le morcellement de la propriété forestière signifie pour les producteurs de plaquettes forestières un approvisionnement basé sur de petits lots isolés achetés à de nombreux propriétaires. Ils supportent donc des coûts de prospection

élevés et doivent gérer une incertitude importante quant au volume de bois pouvant être acheté.

Il est logique que cette « compression » de la zone géographique des échanges entre les différents acteurs ait une répercussion importante sur les caractéristiques de contractualisation. Ainsi, si les collectivités tâchent de systématiquement contractualiser par écrit leurs achats de combustible avec les entreprises spécialisées dans la fabrication de plaquettes, il n'en est pas de même des autres acteurs dès lors que les volumes en jeu sont faibles. La relation de confiance joue un rôle prépondérant entre des interlocuteurs qui se connaissent ou qui ont des intérêts communs.

Les propriétaires de bois doivent quelques fois faire appels à des prestataires de service afin d'exploiter leurs parcelles s'ils n'en ont pas les compétences. Dans ce cadre, des contrats de prestation de broyage sont signés en cas de quantité de bois importante ou si la prestation venait à être récurrente, pouvant s'étendre sur une période de 8 ans. Dans tous les cas, le tarif en vigueur est généralement de 5 €/MAP, ou 120€/h rotor. Généralement, le tarif au MAP est plus avantageux pour les clients, qui ne paient que pour la quantité de bois réellement broyé.

Les fournisseurs de bois et les fabricants de plaquettes passeront un accord écrit en fonction des quantités de matière-première achetée. En fonction de la capacité du fournisseur à pourvoir au besoin de l'entreprise sur une longue durée, les achats pourront être ponctuels répétés, de manière annuelle ou semestriel, par exemple, ou ponctuels non répétés. Le tarif variera principalement en fonction de la nature et des quantités de marchandises achetées, de la distance du site à l'entreprise et à son accessibilité, un endroit peu accessible nécessitera des moyens plus importants, et donc plus chers, pour mobiliser la ressource. A titre d'exemple, dans le Haut-Margeride, en Haute-Allier, les différents transformateurs de la ressource achètent leur matière première 7,5€/stère, de 10 à 20€/t, de 2 à 20€/m³ et 6€/MAP.

Les quantités de bois nécessaires à un particulier pour alimenter sa chaudière individuelle sont la plupart du temps trop faibles pour qu'un contrat soit rédigé, surtout s'il achète son combustible directement à un propriétaire ou à un exploitant. Toutefois, il arrive que des contrats soient signés entre des particuliers et des fabricants spécialisés de plaquettes. Le cas échéant, l'engagement se fait généralement sur des durées de 2 à 8 ans, avec un prix moyen en France fixé à 21€ TTC/MAP.

Comme indiqué ci-dessus, les collectivités ou les industriels vont toujours rechercher à rédiger un contrat avec les vendeurs de plaquettes, avec un engagement sur le volume de carburant à livrer et sur sa qualité (granulométrie et teneur en eau principalement). Les différents partenaires peuvent s'engager sur des durées pouvant varier de 1 an à 8 ans. Certains porteurs de projets souhaitent s'engager sur une très courte durée, avec une éventuelle reconduction tacite, afin d'analyser l'impact économique réel de leur chaudière ou de leur plate-forme de stockage/séchage de plaquettes. Selon les quantités de bois en jeu, le contexte géographique et économique, y compris la difficulté à s'approvisionner en combustible, le prix peut varier de 14 à 27 €/MAP.

Le prix du bois et de l'exploitation forestière

La filière française du bois emploie près de 400 000 personnes pour un chiffre d'affaires annuel de 40 milliards d'euros. Les 40 milliards de mètres cubes de bois récoltés chaque année se partagent grossièrement pour une moitié en bois d'œuvre, pour un tiers en bois d'industrie, et

pour le restant en bois-énergie. Cette répartition de la ressource suit une logique. La forêt doit prioritairement produire du bois d'œuvre : celui-ci offre une plus grande valeur ajoutée qui est seule à même de soutenir l'investissement forestier. Il permet aussi le stockage du carbone en grande quantité. Mais la forêt française compte 70% de feuillus quand les bois les plus recherchés par les opérateurs français sont les résineux.

L'analyse des prix du bois sur les marchés soutient cette approche. La tonne de bois est valorisée à 36 euros dans les fabriques de panneaux, 41 euros dans les usines de papier, mais 85 euros par l'industrie du bois d'œuvre. Une hiérarchie des usages s'impose. Les arbres abattus sont vendus comme bois d'œuvre pour les parties les plus nobles, comme bois d'industrie pour les sections intermédiaires, et comme bois-énergie pour les fragments inutilisables par ailleurs. Cette rationalisation permet un cycle complet, économiquement rentable et cohérent du point de vue de la séquestration du carbone.

Les tableaux 26 et 27, ainsi que leurs analyses sous-jacentes, sont tirés de l'étude ADEME de 2009. Ils expriment le prix de différentes essences de bois sur pied et bord de route en fonction de leur diamètre, et de leur filière d'usage.

Tableau 26 : Prix du bois sur pied

Groupe d'essences	Classe de diamètre	Prix de retrait (€/ m ³)	Prix moyen observé (€/ m ³)	Prix maximal observé (€/ m ³)
Chêne	25 et moins	7	9	12
	30 à 45 cm	27	34	42
	50 et plus	102	116	132
Hêtre	25 et moins	7	9	13
	30 à 35 cm	14	22	28
	40 et plus	34	65	95
Sapin	20 et moins	4	6	11
	25 et plus	30	39	50
Epicéa	20 et moins	6	8	13
	25 et plus	31	39	48
Pin maritime	20 et moins	5	8	11
	25 et plus	20	25	27
Pin sylvestre	20 et moins	4	5	10
	25 et plus	20	26	32
Taillis tous feuillus	toutes	6	9	12

Source ONF : Séries de prix de vente du bois sur pied de 1990 à 2005 - Agreste

Pour les autres feuillus, faute de référence, on a adopté comme prix moyen du bois d'œuvre celui du hêtre.

Le prix du bois sur pied est fonction du marché. Selon la demande, le prix peut varier de façon importante. Néanmoins, des observations font état d'une régulation de l'offre en fonction de la demande et des prix des acheteurs. En pratique, les propriétaires agissent comme s'il y avait un prix minimal au-dessous duquel ils refusent de vendre. Ce prix est assimilable au prix de retrait fixé par les vendeurs dans les ventes publiques. Si le marché s'améliore, le prix du bois sur pied augmente dans des proportions similaires.

Tableau 27 : Prix du bois bord de route

Catégories	Produits	Essence	Prix du bois (€/m ³ plein)
BO	Bois d'œuvre	Chêne	145
		Hêtre	59
		Autres feuillus	85
		Peuplier	47
		Sapin Epicéa	54
		Pin maritime	44
		Pin sylvestre	40
		Douglas	63
		Autres conifères	41
BIBE	Bois d'industrie	Feuillus	27
		Résineux	28
	Bois énergie	Toutes essences	41
	Moyenne BIBE	Moyenne	34

Source : Enquête sur la valeur finale des produits bord de route - Agreste

Le prix du marché du bois rond bord de route soulève une question fondamentale. Du point de vue de l'industriel, le prix du bois rendu sur le site d'utilisation est la seule référence, car il conditionne le prix de revient de sa production. Ainsi, il pourra acheter plus cher du bois bord de route à proximité de son site et beaucoup moins cher du bois qui se trouve à une distance plus éloignée à cause du coût de transport. De ce point de vue, la notion de parcelle exploitable n'est donc pas la même selon la distance au site industriel et dans le cadre de la mise au point d'un plan d'approvisionnement pour un site industriel, il conviendrait d'ajouter la distance de transport dans les calculs. Dans cette étude, « la valeur maximale de la valeur atteinte sur la période 1991 à 2007 comme valeur de référence pour le prix du bois bord de route », sans qu'aucune distinction régionale n'ait été réalisée faute d'éléments disponibles.

Le tableau 28 donne le coût d'exploitation forestière selon les schémas d'exploitation, les types de peuplement, le type de coupe, l'exploitabilité et la catégorie de produit. Le mode 1 correspond à une valorisation du bois en BIBE façonné en bûches ou billons sans exploitation des menus bois, et le mode 2 au BIBE et menus bois transformés en plaquettes.

Tableau 28 : Coûts de l'exploitation forestière selon les schémas d'exploitation, la difficulté et la catégorie de produit (en €/m³ en plein)

Schémas de récolte	Type de peuplement	Type de coupe	Difficulté d'exploitation	Mode 1 BIBE en bois rond (€/m ³)	Mode 2 BIBE et MB en plaquettes (€/m ³)
-Abattage façonnage manuel	Taillis simple	Coupe rase	Facile	22	26
-Débardage BIBE porteur	Mélange futaie taillis	Coupe de taillis	Moyen	23,5	28
-Débardage houppiers entiers porteur	Futaies feuillues	Jeunes éclaircies	Difficile	32	28
-Abattage façonnage manuel	Mélange futaie taillis	Coupe de futaie	Facile	24	28
-Débardage BIBE porteur	Futaies feuillues	Eclaircies	Moyen	25	29
-Débardage grumes skidder		Coupes finales	Difficile	38	35
-Débardage houppiers entiers porteur					
-Abattage façonnage mécanisé	Futaies résineuses	Jeunes éclaircies	Facile	20	26
-Débardage BIBE porteur			Moyen	21	28
-Débardage houppiers entiers porteur			Difficile	32	30
-Abattage façonnage mécanisé	Futaies résineuses	Eclaircies	Facile	16,5	26
-Débardage BIBE porteur		Coupes finales	Moyen	18,5	29
-Débardage grumes skidder			Difficile	28	36
-Débardage houppiers entiers porteur					
-Abattage manuel	Tous types	Toutes coupes	Difficile	32	39
-Débardage arbre entier au skidder					
-Façonnage bord de route					
-Abattage manuel	Tous types	Toutes coupes	Difficile / Très difficile	45	51
-Débardage arbre entier au câble					
-Façonnage bord de route					
Futaies de pin maritime		Coupes rases	Facile	8	16
			Moyen	8,5	18,5
		éclaircies	Facile	10,5	18
			Moyen	11,5	21
Futaie de peuplier		Coupe rase	Facile	17	19

Source FCBA.

v. Relation avec le secteur public

Pour sortir de terre, l'appui des pouvoirs publics est un élément décisif. Malheureusement, ce dernier n'est pas toujours présent : nombre d'élus jugent ce mode de production d'énergie « vieillot », car renvoyant dans l'imagination populaire à des pratiques séculaires ; d'autres hésitent à lancer des projets de grande envergure, dont le temps de retour sur investissement se compte en années, de peur de devoir faire face aux diverses barrières et de ne pas recueillir les bénéfices politiques de l'opération celle-ci achevée.

Si le Bois-Energie est promu par l'Etat, il ne s'agit en réalité que d'une politique d'incitation, et les lois se contentent de définir des objectifs généraux à atteindre, à l'image du Grenelle de l'environnement, qui vise pour 2020 une augmentation de plus de 6 200 ktep au niveau national pour les secteurs collectifs et industriels, dont la cogénération. Les mesures concrètes sont généralement mises en œuvre au niveau local, et demeurent incitatives la plupart du temps, et non-obligatoires, avec par exemple un part minimal de plaquettes forestières dans le mix combustible pour toucher les subventions (souvent de l'ordre de 50%).

D'après des rapports rédigés par IRSTEA, il est aussi nécessaire de rappeler que les systèmes d'incitations ne sont pas toujours organisés de manière optimale. Ainsi, la logique politique du Bois-Energie est à deux vitesses : d'un côté, les responsables politiques promeuvent la réalisation de projets de grande dimension, conscients de cette nécessité impérative pour réaliser des économies d'échelles et pérenniser la filière sur le plan économique, ainsi que pour assurer une transition énergétique efficace. De l'autre, l'ensemble du système d'incitation tend à encourager l'installation de chaufferies de petite à moyenne envergure, qu'il ne faut assurément pas délaissier, mais qui, seules, ne peuvent remplir les objectifs que la France et l'Union Européenne se sont fixés au travers du Bois-Energie. Il en résulte une hétérogénéité au niveau du paysage des chaufferies, avec un petit nombre de projets considérés comme structurants côtoyant une majorité de chaufferies de taille plus modeste.

De la même manière que la filière est structurée par la demande, les politiques, et les subventions, sont plus actives sur le volet de la demande, c'est-à-dire les chaufferies, que la mobilisation de la ressource. Des institutions comme l'ADEME, au travers des Plans Bois-Energie et développement local (PBEDL) et le Fonds Chaleur (BCIAT : Biomasse Chaleur Industrie, Agriculture et Tertiaire), ainsi que les appels d'offre de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE), dont l'objectif est justement le développement de la filière Bois-Energie à travers une approche basée sur la demande, soutiennent l'émergence de nouveaux besoins du côté des industriels, y compris des grosses installations de cogénération, et de la maîtrise d'ouvrage publique.

L'ADEME soutient également les installations plus modestes, en témoigne la mise en œuvre du programme « 1000 chaufferies bois pour le milieu rural », en coopération avec la Fédération nationale des communes forestières (FNCOFOR). Le but était de faciliter la mise en place de chaufferies par des acteurs locaux à une échelle territoriale (Charte forestière de territoire, pays, parcs naturels, intercommunalité...) sur une période 2007 -2012. Il a apporté aux élus des outils pour planifier, construire et gérer l'ensemble des chaufferies bois, des réseaux de chaleur ou des plate-formes de stockage de combustible. En 2012, sur les douze régions considérées, onze ont mis en place un dispositif. Les 550 chaufferies créées et optimisées issues de ce plan sont visibles sur la figure 37 ci-dessous.

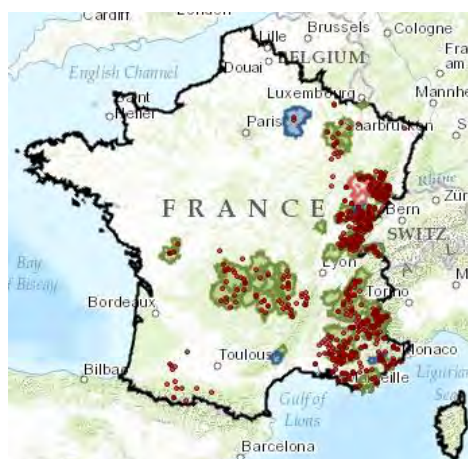


Figure 37 : les 1000 chaufferies

Le Programme national d'amélioration de l'efficacité énergétique (PNAEE), ou les appels à projets « Biomasse, chaleur, industrie, agriculture et tertiaire » 2014 (BCIAT 2014) sont encore l'œuvre de l'ADEME. Enfin, de nombreux plans de développement régionaux ont été créés,

devront être analysés dès lors que l'on souhaite étudier une filière Bois-Energie territoriale spécifique.

D'autres partenaires politiques et institutionnels existent pour aider financièrement ou accompagner dans leurs démarches les porteurs de projets à investir dans des chaufferies collectives. Citons par exemple la « Mission Régionale Bois Energie », menée conjointement par les Régions, l'ADEME et l'Etat *via* les DRAAF, des services du ministère de l'Agriculture, de l'Alimentation, de la Pêche, de la Ruralité et de l'Aménagement du Territoire. Les Chambres d'Agriculture sont également très actives sur la question de la biomasse, et elles ont mené un grand nombre d'inventaires sur les ressources combustibles, les parts mobilisables, les potentiels de consommation..., pour le Bois-Energie à l'instar de l'ensemble des énergies renouvelables. Les Espaces Info Energies (EIE), initiés par l'ADEME et cofinancés par les collectivités territoriales, notamment les conseils généraux, ont pour mission de proposer aux particuliers des solutions pour mieux maîtriser leurs consommations d'énergie et recourir davantage aux énergies renouvelables, et agissent au niveau local. Nombre de communes forestières ont rédigé un Plan d'Approvisionnement Territorial (PAT), un outil d'aide à la décision inventoriant les installations en fonctionnement en en projets et déterminant les quantités de biomasse disponibles pour une mise sur marché, leur localisation et les coûts associés à leur mobilisation. Mettant en parallèle les consommations actuelles et à court terme et la ressource mobilisable, elle peut être un outil puissant pour ébaucher de futurs projets et circuits d'approvisionnement en plaquettes forestières.

Subventions :

Il existe une grande variété de subventions. Elles sont pour la plupart locales et accordées en fonction de critères spécifiques, en particulier le taux de plaquettes forestières dans l'approvisionnement (généralement au-dessus de 50%). La liste présentée ici n'est pas exhaustive.

Dans le cadre du fonds chaleur, des subventions sont accordées à toute chaufferie dont l'approvisionnement est composé à minimum de 20 % de plaquettes forestière si sa consommation est comprise entre 200 et 1000 tep/an ; cette condition atteint les 50% si la consommation annuelle excède les 1000 tep/an.

La CRE offre également des tarifs préférentiels de rachat de l'électricité produite par cogénération. Depuis 2007, ses appels offre imposent que l'approvisionnement soit constitué en majorité de plaquettes forestières.

Dans certaines régions, le droit aux aides est conditionné par une certification de qualité du combustible et de fiabilité des approvisionnements. C'est le cas par exemple en Rhône-Alpes, où le coût de la certification, subventionné par l'ADEME, l'Etat (la DRAAF) et la région, inclut une participation fixe du fournisseur adhérent et une participation variable au MAP produit.

vi. Environnement concurrentiel

Certes, le bois-énergie utilise majoritairement des rebuts d'exploitation forestière ou des industries de transformation du bois qui ne sont aujourd'hui pas ou peu valorisés. Il doit cependant faire face quelques usages concurrents, internes comme externes, y compris celles des énergies à venir.

La filière du Bois-Energie est basée sur un fonctionnement à l'échelle locale, quelques dizaines de kilomètres de distance tout au plus pour la majorité des échanges. La probabilité d'une concurrence interne sur le prélèvement de bois et son usage pour la production de plaquettes sur un même territoire est relativement faible. En revanche, certains fabricants de plaquettes peuvent s'approvisionner en matières premières à des centaines de kilomètres du site de production, voir à l'étranger, en fonction des essences recherchées. On assiste dans ces cas à une tension venue de l'extérieur sur la ressource. Cette dernière est souhaitable afin d'éviter l'instauration d'un monopole et ainsi assurer un équilibre dans les prix.

Les principales concurrences du bois énergie sont les autres industries du bois (papeteries, meubles, bâtiment...) pour la disposition des ressources. Utilisant des bois plus nobles, plus chers, il est plus rentable pour ces dernières d'affecter une priorité d'usage sur le bois, en tant que bois d'œuvre par exemple. La figure 38 montre la part effective de bois utilisé en BO et en BI en fonction des essences.

code	Type essence et catégorie de grosseur	fome	Part de BO	Part de BI
ch_gb_volx	chêne 50&+ ou chêne cl.4&+	bois sur pied et bois mesurés après façonnage	90%	10%
ch_bm_volx	chêne 30/45 ou chêne cl.2&3	bois sur pied et bois mesurés après façonnage	70%	30%
ch_pb_volx	chêne 25&- ou chêne cl.1&-	bois sur pied et bois mesurés après façonnage	0%	100%
he_gb_volx	hêtre 50&+ ou hêtre cl.4&+	bois sur pied et bois mesurés après façonnage	90%	10%
he_bm_volx	hêtre 30/45 ou hêtre cl.2&3	bois sur pied et bois mesurés après façonnage	60%	40%
he_pb_volx	hêtre 25&- ou hêtre cl.1&-	bois sur pied et bois mesurés après façonnage	0%	100%
pe_volx	peuplier	bois sur pied et bois mesurés après façonnage	85%	15%
af_volx	autres feuillus	bois sur pied et bois mesurés après façonnage	50%	50%
sa_gb_volx	sapin 25&+ ou sapin cl.2&+	bois sur pied et bois mesurés après façonnage	80%	20%
sa_pb_volx	sapin 20&- ou sapin cl.1&-	bois sur pied et bois mesurés après façonnage	10%	90%
ec_gb_volx	épicéa 25&+ ou épicéa cl.2&+	bois sur pied et bois mesurés après façonnage	80%	20%
ec_pb_volx	épicéa 20&- ou épicéa cl.1&-	bois sur pied et bois mesurés après façonnage	10%	90%
ps_gb_volx	pin sylvestre 25&+ ou pin sylvestre cl.2&+	bois sur pied et bois mesurés après façonnage	70%	30%
ps_pb_volx	pin sylvestre 20&- ou pin sylvestre cl.1&-	bois sur pied et bois mesurés après façonnage	0%	100%
pm_gb_volx	pin maritime 25&+ ou pin maritime cl.2&+	bois sur pied et bois mesurés après façonnage	70%	30%
pm_pb_volx	pin maritime 20&- ou pin maritime cl.1&-	bois sur pied et bois mesurés après façonnage	0%	100%
ar_gb_volx	autres résineux 25&+ ou autres résineux cl.2&+	bois sur pied et bois mesurés après façonnage	70%	30%
ar_pb_volx	autres résineux 20&- ou autres résineux cl.1&-	bois sur pied et bois mesurés après façonnage	0%	100%
tf_vol	taillis feuillus	bois sur pied	0%	100%
hf_vol	houppiers feuillus	bois sur pied	0%	100%
hr_vol	houppiers résineux	bois sur pied	0%	100%
rxnd_vol	résineux non dénombrés	bois sur pied	0%	100%
bi_fus_volx	bois d'industrie feuillus	bois mesurés après façonnage	0%	100%
bi_rx_volx	bois d'industrie résineux	bois mesurés après façonnage	0%	100%

Chêne 25&- signifie les chênes de classe diamètre 25 cm et moins.
 hêtre 30/45 signifie hêtre des classes de diamètre 30, 35, 40 et 45 cm ,
 Etc.

Figure 38 : Part de bois d'œuvre et de bois d'industrie, bois d'énergie, pour diverses essences de bois

Toutefois, à l'exemple du modèle scandinave, ces industries, les papeteries en chef de file, peuvent aussi décider de développer le Bois-Energie. Elles possèdent de nombreux atouts pour cela : une connaissance et une maîtrise des chaînes d'approvisionnement, une présence locale importante et donc une influence auprès des acteurs politiques et économiques du territoire et une possibilité de valoriser leurs propres rebuts de bois en chaleur pour leurs procédés. Elles peuvent donc trouver leur compte et en tirer avantage pour engranger davantage de bénéfices, diversifier leurs activités et s'assurer une meilleure assise économique et sociale sur le territoire. La région Aquitaine en est un bon exemple, explicité par l'étude COLLENER d'IRSTEA mené par Jeffroy Dehez et Vincent BANOS.

Deux difficultés se posent toutefois pour assurer la pérennité de la filière du bois énergie : la première tient à la faiblesse des industries de transformation installées sur le territoire au regard de la ressource disponible, la seconde tient plus spécifiquement au développement de la filière du bois-énergie.

Le débouché des BO ne semble plus assuré au vu des exportations réalisées chaque année, et le marché du bois d'industrie recule régulièrement – quand il n'est pas totalement absent de la région d'exploitation. Ainsi, le secteur de production de la pâte à papier a reculé de près d'un tiers lors des dix dernières années. Les restructurations fortes libèrent des volumes, mais bouleversent l'équilibre de la filière : ce sont plusieurs centaines de milliers de tonnes de bois qui ont perdu leur destination lorsque l'usine papetière M-Real d'Alizay a provisoirement arrêté sa production en avril 2012.

Traditionnellement, le bois-énergie correspond à la fraction la moins noble et la moins valorisable du bois, mais les soutiens publics octroyés à la production d'énergie verte sont en train de changer la donne. Les auditions du rapport d'information sur « La biomasse au service du développement durable » ont montré un prix du bois pouvant atteindre 45 euros la tonne, soit une valeur supérieure à celle du bois d'industrie et qui se rapproche de celui du bois d'œuvre. Cette situation apparaît comme particulièrement délicate, surtout si le prix du bois-énergie venait à se corréliser à celui des hydrocarbures.

Il est normal que les aides publiques destinées à soutenir la filière aient un impact sur les marchés du bois, mais il faut éviter qu'ils aboutissent à la déstabilisation de la filière. Des partenariats sont à définir pour édifier les installations de bois-énergie dans le respect des territoires et des entreprises qui l'occupent, dans une approche gagnant-gagnant, qui passe sans doute par un soutien à l'industrie du BO et à sa relance dans l'espace national dans une hiérarchie des usages.

En outre, selon un avis partagé par plusieurs professionnels, le bois doit être pensé sur la durée de son usage dans une approche dite de « cascade du bois » optimisant l'utilisation dans le temps du bois consommé. Celle-ci procure la meilleure exploitation des ressources en bois du territoire national selon le prisme du développement durable. La figure ci-dessous illustre un exemple pertinent, à dire d'experts de la filière oléo-protéagineuse – Proléa. Du bois massif serait valorisée dans un premier temps en panneau, puis, à la fin de son cycle de vie, serait valorisée énergétiquement sous forme granulés pour alimenter une chaudière bois ou de biocarburant par gazéification, par exemple.

A l'heure actuelle, les ressources sont encore loin d'être gérées selon cette approche « cascade » (fig.39), mais une forte dynamique est enclenchée avec des perspectives intéressante pour 2025 selon ce même professionnel.

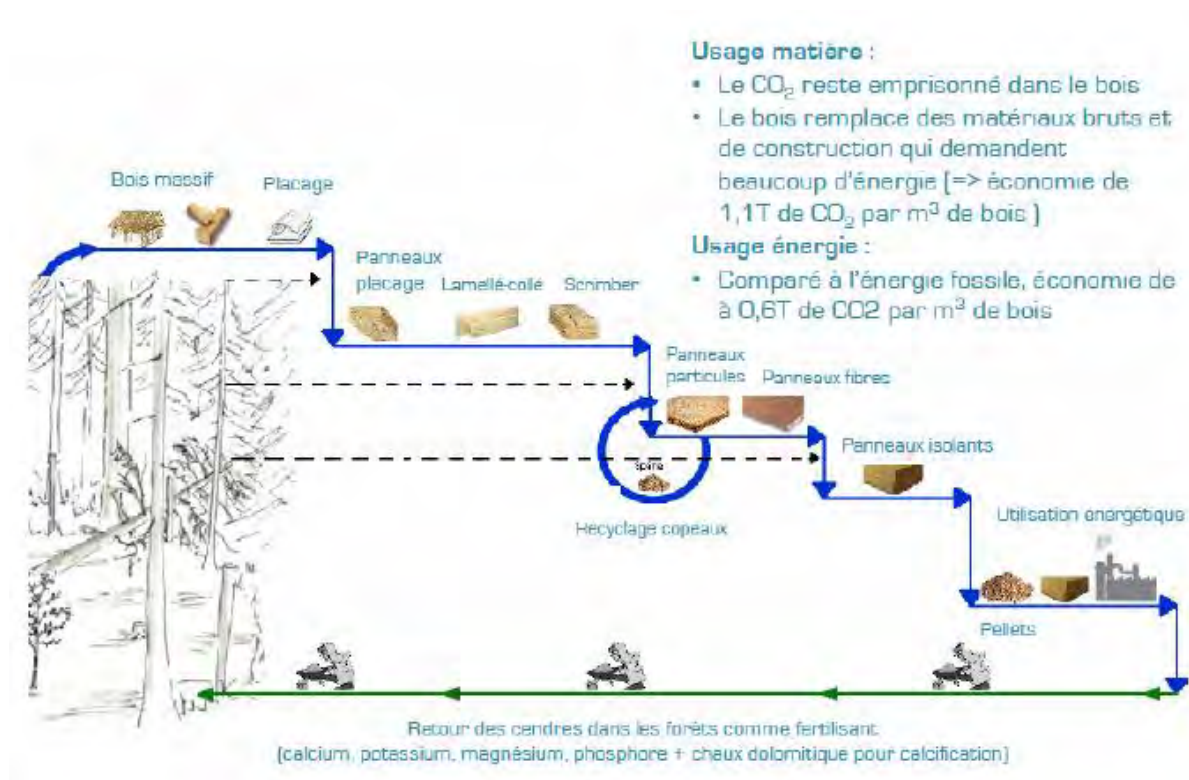


Figure 39 : approche "cascade du bois"

Peut-être surprenamment, les autres énergies renouvelables peuvent mener ce qui peut s'apparenter à une « lutte aux subventions ». Toutefois, de nombreuses collectivités considèrent que la solution énergétique la plus adaptée est une combinaison des différents procédés, comme par exemple une installation de méthanisation adossée à un réseau de chaleur classiques bois intervenant en complément, l'éolien, le photovoltaïque ou le solaire thermique, les pompes à chaleur..., en fonction de leurs capacités d'investissement.

En revanche, l'on peut s'interroger sur l'avenir de la filière face à l'émergence future des bioraffineries de seconde génération, dont les substrats lignocellulosiques, y compris le bois dans son intégralité, seront les intrants de base. Certes, les procédés technologiques optimaux et leur rentabilité économique sont aujourd'hui encore à trouver. Les premières installations pilotes voient seulement le jour et sont prévues pour fonctionner au moins sept ou huit ans. Cependant, l'on peut se poser la question du devenir du Bois-Energie face à ce procédé qui permet de fabriquer de grandes quantités de biocarburant tout en synthétisant des produits chimiques biosourcés à très haute valeur ajoutée et dans lequel de nombreux industriels fondent un grand espoir.

vii. Rentabilité de l'exploitation

Tout nouveau projet d'énergies renouvelables envisagé doit s'étudier sous les prismes de la rentabilité économique, sociale et environnementale. Ne peuvent aboutir que les réalisations qui

combinent des bénéfices pour l'ensemble des trois secteurs, sans exception possible. La filière du Bois-Energie, à l'instar des autres énergies renouvelables, ne déroge pas à la règle. Même si de nombreux bénéfices leurs sont communs, nous allons tout de même tenter de les décrire filière par filière.

Comme précisé dans ce rapport, les projets de Bois-Energie existants sont pleinement intégrés dans leur environnement territorial. Leurs bénéfices dégagés sont donc particulièrement visibles à cette échelle.

1. Les bienfaits sociaux

La filière bois en France représente dans son ensemble 425 000 emplois directs et indirects, essentiellement en milieu rural, au cœur des territoires. Comme énoncé plus tôt dans ce rapport, 3,5 millions de français sont propriétaires forestiers, sur plus de 11 000 communes. Enfin, les forêts accueillent environ 500 millions de visites par an, à buts ludiques, sportifs ou culturels.

L'ADEME a chargé en 2006 Algoé Consultants d'évaluer les emplois dans la filière bio-combustibles et de prévoir leur évolution pour 2015. La figure 40 et le tableau 29 sont tirées de cette étude.

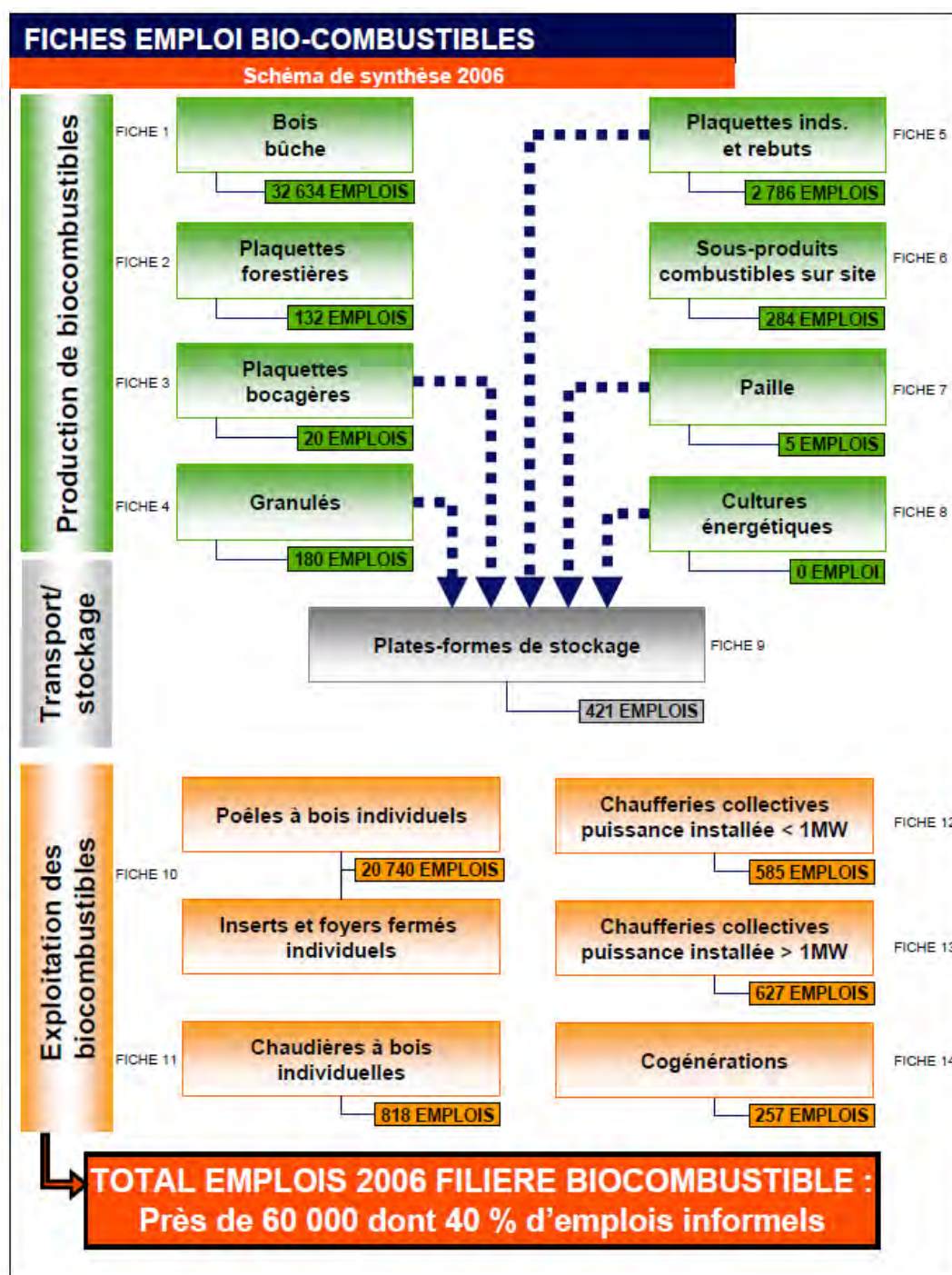


Figure 40 : Emplois dans la filière des bio-combustibles en 2006 – Source : ADEME

Tableau 29 : Emplois dans la filière des bio-combustibles en 2006 et prévisions pour 2015 - Source

FICHES EMPLOI BIO-COMBUSTIBLES							
Perspectives 2015							
	Segment	Effectif total		Part des emplois indirects (en %)	Poids du segment dans la filière	Effectif 2015	
		Effectif 2000	Effectif 2006				
Production de biocombustibles	Fiche 1	Bois Bûche	34 884	32 634	2.1%	54.9%	37 012
	<i>dont emplois informels</i>		25 910	24 239			28 860
	Fiche 2	Plaquettes forestières	0	132	41.7%	0.2%	10 367
	Fiche 3	Plaquettes bocagères	3	20	9.1%	0.0%	61
	Fiche 4	Granulés	11	180	25.6%	0.3%	684
	Fiche 5	Plaquettes industrielles et rebuts	557	2 786	45.4%	4.7%	2 656
	Fiche 6	Sous-produits combustibles sur site	79	284	31.5%	0.5%	378
	Fiche 7	Paille	1	5	23.1%	0.0%	1574
	Fiche 8	Cultures énergétiques	0	0	0 emplois en 2006	0.0%	2078
Transport/stockage	Fiche 9	Plateformes de stockage	82	421	45.4%	0.7%	1820
Exploitation des biocombustibles	Fiche 10	Poêles à bois et foyers/inserts individuels	10 909	20 740	15.6%	34.9%	16 728
	Fiche 11	Chaudières à bois individuelles	436	818	31.6%	1.4%	5 127
	Fiche 12	Chaufferies collectives de puissance installée < 1 MW	278	585	21.8%	1.0%	1 249
	Fiche 13	Chaufferies collectives de puissance installée > 1 MW	357	627	13.8%	1.1%	2 314
	Fiche 14	Cogénérations	257	257	27.0%	0.4%	2 260
Synthèse	Total filière	47 856	59 489	10.3%	100%	84 309	
	<i>dont part de l'informel</i>	54.1%	40.7%			34.2%	
	Nombre d'emplois créés en moyenne chaque année	Entre 2000 et 2006		Entre 2006 et 2015			
		1 939		2 758			

Pour chacune de ces catégories, une fiche annexe, établie sur la base d'interviews d'opérateurs et d'experts, récapitule le nombre d'emploi généré par la filière en 2006 et le nombre d'ETP par ktep produit, le marché en 2006, les hypothèses prospectives 2015 et les coefficients de conversion énergétique.

Au total, en 2006, près de 60 000 emplois, dont 40% d'emplois dits « informels » composaient la filière du bois-énergie, en particulier autour du bois bûche (abattage, débardage, transformation sur site ou en usine, transport : 33 000 emplois) et des poêles, inserts et foyers individuels (fabrication, vente, transport, installation : 21 000 emplois). D'après les prévisions effectuées, ce seront près de 85 000 emplois qui seront dédiés à la filière du bois énergie en 2015.

Il existe trois principales conséquences à l'établissement de cette filière : des résultats directs premièrement, avec la création ou le maintien d'emplois locaux, donc non délocalisable tant que la filière existe, et pérenne. Une partie de ces emplois peut d'ailleurs être réservée à des travailleurs sociaux, selon le niveau de compétences. À cela vient se greffer une valorisation sensible du statut des forestiers et des agriculteurs qui contribuent de par leurs fonctions à l'approvisionnement énergétique des particuliers et des collectivités. Notons également que des partenariats se mettent place entre ces premiers et les élus des territoires, qui ne peut qu'améliorer leurs relations de travail à moyen et long termes.

Enfin, résultat indirect mais néanmoins important, la structuration d'une filière permet aussi de sensibiliser la population locale, y compris les responsables politiques, aux enjeux du développement durable, du moins chez les consommateurs de Bois-Energie ou les collectivités porteuses de projets.

2. La rentabilité économique

D'un point de vue économique, la filière bois regroupe près de 85 000 entreprises pour un chiffre d'affaires annuel de 60 milliards d'euros. 60 millions de m³ de bois sont récoltés annuellement, destinés au bois d'œuvre, au bois d'industrie et au bois énergie.

Mettre sur pied une filière du Bois-Energie revient à produire de l'énergie renouvelable locale, qui se substituera aux énergies fossiles. À l'intérêt purement écologique de diminuer les émissions de gaz à effet de serre, vient s'ajouter pour le territoire l'importance stratégique d'être moins dépendant des importations d'énergies. De plus, toute énergie qui ne sera pas importée représentera une source d'économies pour le territoire. Ces deux éléments sont particulièrement sensibles pour les territoires ruraux (Auvergne, Limousin...), situés à longue distance des infrastructures d'importation ou de transport (ports, méthaniers, lignes à grandes vitesses, autoroutes...) ou en zone particulièrement difficiles d'accès (les zones montagneuses en général...), pour non seulement sécuriser leur approvisionnement énergétique, mais également pour diminuer les coûts associés particulièrement élevés du fait de leurs situations géographiques. Une offre énergétique plus importante et sa diversification contribuera également à diminuer la facture énergétique des particuliers. Notons par exemple que le chauffage domestique au bois granulé revient presque à deux fois moins cher que le chauffage au fioul, et presque trois fois moins que celui au gaz propane ou à l'électricité.

L'organisation d'une nouvelle filière Bois-Energie permet de créer une économie locale, source de dynamisme pour le territoire. Certaines régions tentent également de valoriser leurs énergies renouvelables par la création d'un tourisme « vert », autre source de revenus potentielle.

Le bois-Energie permet enfin aux exploitants forestiers ou aux agriculteurs de valoriser économiquement des espaces qui ne l'étaient pas auparavant, comme par exemple les menus-bois, les bois-morts, ou le bocage rural.

En conclusion, le Bois-Energie peut être considéré comme un vecteur important de développement et de soutien à l'économie du monde rural.

3. Les bénéfices environnementaux

La forêt représente un véritable puit à carbone puisque les stocks de CO₂ y sont estimés à 7,3 milliards de tonnes. 80 millions de tonnes supplémentaires y sont séquestrés chaque année.

Ils sont de trois ordres : premièrement, la part d'énergie fossile substituée par celle renouvelable produite, la réduction des transports due à un cycle court et local d'approvisionnement en biomasse, et la gestion durable des terres et de la ressource.

Le but ultime de l'énergie « verte » produite est de remplacer la fraction la plus importante possible des énergies fossiles utilisées, que ce soit dans le domaine du transport, du chauffage... (Carburants automobiles, gaz naturel, fuel lourd...). Si le bilan CO₂ paraît à première vue être très favorable aux énergies renouvelables, il sera tout de même nécessaire de poursuivre et de compléter les études actuelles sur le cycle de vie du carbone, c'est-à-dire l'absorption ou l'émission de CO₂ à chacune des étapes de production (mobilisation de la ressource, transport, transformation en énergie) et de son utilisation, pour chacune des énergie. Une comparaison entre le Bois-Energie et les principales énergies fossiles est visible sur la figure 42.

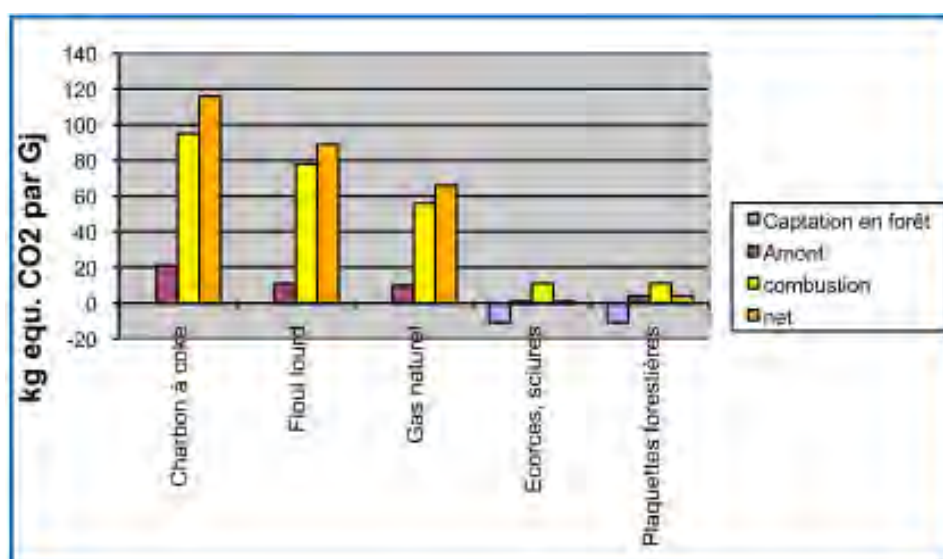


Figure 41 : Empreinte carbone de différents combustibles (source : France Bois Forêt)

La forêt constitue un maillon essentiel de la transition engagée vers des économies décarbonées. À côté des différentes politiques visant à limiter les rejets de carbone, la protection des massifs permet d'en diminuer la concentration dans l'atmosphère. Une forêt en pleine croissance peut absorber, selon sa composition, entre 11 et 37 tonnes de CO₂ par hectare et par an. Alors que la France émet 540 millions de tonnes de CO₂ par année, sa forêt permet la séquestration de 12% de cette masse. Le stock total capturé dans la biomasse métropolitaine dépasse les 2,5 milliards de tonnes de carbone. Un hectare de sol forestier retient en outre 79 tonnes de carbone, soit pratiquement le double des autres sols. Les forêts absorbent

globalement plus de CO₂ qu'elles n'en émettent par la déforestation et le drainage des forêts marécageuses. On parle de « puits de carbone ».

Selon Biomasse-Normandie, association spécialisée dans la valorisation énergétique et agronomique de la biomasse, 1,5 tonne de CO₂ est captée et 1,1 tonne d'oxygène est rejetée par tonne produite de bois. La combustion du bois entraîne la restitution à l'atmosphère d'une quantité de CO₂ qui correspond exactement à celle fixée précédemment par la plante exploitée, ou par celle qui, à l'avenir, la remplacera. Le bilan CO₂ de la photosynthèse est toujours équilibré et même positif dans le cas d'une forêt en expansion, ce qui est l'un des enjeux d'une utilisation rationnelle de la ressource forestière. L'ADEME et le FCBA avancent par exemple le chiffre de 2 kg de CO₂ émis par MWh de chaleur lors de la combustion de broyats de palettes dans une chaudière à bois, dû au la préparation du combustible (broyage) et à sa mise à disposition pour les chaufferies (transports), à comparer avec les 298 kg de CO₂ issus de l'utilisation d'une chaudière au fioul. D'après des données collectées auprès de l'ADEME et de l'IRSTEA, les émissions de CO₂ engendrées par l'utilisation de plaquettes forestières ne sont que de 33 kg/MWh contre 105 kg/MWh et 466 kg/MW pour l'électricité et le fuel respectivement. Ces chiffres illustrent bien l'intérêt écologique d'un développement de la filière du Bois-Energie.

La structure même de la filière est également favorable à son empreinte carbone. Un cycle court d'approvisionnement et de distribution, quelques dizaines de kilomètres au maximum dans la plupart des cas, tend à optimiser la quantité de CO₂ émise par le transport de la ressource. Ces données sont à mettre en parallèle avec les énormes distances que doit parcourir le pétrole brut ou le gaz naturel depuis sites d'extraction (Moyen-Orient, pays de l'ex bloc soviétique, Mer du Nord) jusqu'aux utilisateurs partout dans le monde : la consommation en carburant associée des méthaniers, des pétroliers, des véhicules de distribution automobiles... ; le CO₂ émis lors de la production de ces moyens de transports, la production et l'installation d'infrastructures d'exploitation et de transports, comme les oléoducs ou les gazoducs.

Enfin, une utilisation rationnelle et une gestion durable de la ressource forestière peut être bénéfique pour l'environnement. D'une part, il est admis qu'un arbre jeune séquestre davantage de carbone qu'un arbre plus âgé. Il est donc pertinent, pour une plus grande capture du CO₂ d'entretenir les forêts et de procéder à des coupes régulières pour renouveler les peuplements. Elles permettent aussi de mieux entretenir les espaces de forêts, notamment ceux qui n'étaient pas exploités, d'améliorer l'aménagement territorial et forestier, de développer et de revitaliser des espaces locaux en déclin. Une sylviculture raisonnée dynamise la croissance des peuplements et limite leur mortalité naturelle. Elle contribue au maintien et la protection de la biodiversité de la flore et de la faune dans ces espaces naturels. La mise en place et l'exploitation par des agriculteurs d'un bocage peut protéger les sols de l'érosion, et la diminution du risque des incendies due à l'entretien des forêts sont deux exemples indirects du bénéfice environnemental de la mise en place d'une filière d'exploitation raisonnée du Bois-Energie.

f. Freins et perspectives

i. Atouts et leviers de développement de la filière

La filière du Bois-Energie présente de sérieux atouts en France. Il existe cependant des leviers qui permettraient d'accélérer considérablement son développement. On peut les regrouper en quatre catégories différentes, qui peuvent être intimement liées les unes aux autres.

Les leviers stratégiques et politiques

Une réflexion stratégique de la part des responsables politiques nationaux est évidemment indispensable pour une croissance efficace de ce marché. Le Grenelle de l'Environnement est un premier pas en avant. Parmi les objectifs qu'elle s'est assignée d'ici 2020, plusieurs concernent directement les énergies renouvelables : elles devront par exemple subvenir à 23% des besoins énergétiques de la population française. En tant que première énergie renouvelable, avec près de 45% de la production totale, il était légitime que le Bois-Energie concentre une partie des efforts. Elle devra multiplier sa production par deux, soit une augmentation de plus de 6 200 Mtep au niveau national pour les secteurs collectifs et industriels, tout en préservant la qualité de l'air. La construction des réseaux de chaleur, qui transportent de l'énergie issue du Bois-Energie ou du Biogaz par exemple, seront encouragés, et devront multiplier leur desserte par 12.

Si les objectifs énoncés sont ambitieux, il n'en reste pas moins que l'utilisation du bois-énergie est promu par l'Etat dans les textes, mais en aucun cas imposé. La mobilisation des instances nationales est une condition nécessaire, elle n'en est pas suffisante sans l'application concrète de ces politiques à l'échelle du territoire. L'implication des pouvoirs publics locaux est également primordiale de par son rôle moteur, afin de rassembler les acteurs de la filière et d'impulser une dynamique. Les mesures incitatives et les subventions sont le plus souvent mises en place par les Régions ou des intercommunalités. Les critères édictés pour les appels d'offres sont un levier extrêmement important pour pouvoir sortir un projet. La question sur l'approvisionnement en bois et la structuration de la filière ne peut devenir une réalité économique qu'en cas de subventions importantes.

Troisième point, et sans doute l'un des plus critiques, l'approche de la filière doit devenir systématiquement territoriale, et devra mêler des préoccupations énergétiques, environnementales, socio-économiques, paysagères et culturelles sur des secteurs d'étude locaux, chacun présentant ses propres caractéristiques. Du point de vue de l'organisation de la filière, le mode de fonctionnement actuel, où la demande en ressources est à l'origine de la structuration, est certes pratique pour faire sortir de terres quelques projets, mais montre ses limites dès lors que le but est d'organiser une filière complète. A l'inverse, l'approche territoriale, qui consiste à déterminer un potentiel ressource et à analyser le contexte local afin de déterminer un bassin d'approvisionnement et de structurer la demande autour de celle-ci, va permettre de structurer la filière en assurant son approvisionnement. Ce dernier est un véritable point clé et peut-être même le principal levier identifié.

Les leviers économiques

De nombreuses études soulignent la nécessité de développer une meilleure évaluation économique de l'activité forestière. Mais quelques pistes sont déjà bien connues. Comme

annoncé ci-dessus, l'une des forces de la filière est que la disponibilité de la ressource ligneuse, sous forme de connexes de scieries, de déchets industriels, quasiment non valorisés ou de plaquettes forestières. Il est sans doute plus simple d'utiliser ces deux premiers sous-produits que d'exploiter un nouveau « filon » forestier pour fabriquer des plaquettes forestières. Toutefois, il semblerait que leur disponibilité soit moindre depuis quelques années à cause d'une saturation de leur exploitation. En conséquence, le gisement forestier disponible pour la production de plaquettes forestières est très supérieur au gisement actuel disponible de coproduits bois issus de l'industrie du bois et du secteur de la récupération. Il s'agit également de la seule filière capable de répondre à l'augmentation de la demande en plaquettes forestières.

Le potentiel de développement de la filière est très important, mais il est aussi très hétérogène selon les régions : ainsi, si la ressource en Normandie ou dans le Massif Landais est déjà exploitée en totalité, des régions comme la Bourgogne, l'Auvergne ou la région Centre voient leurs potentiels sous-exploités. La filière du Bois-Energie peut être une solution viable pour les propriétaires forestières de ces zones, en particuliers les privés, où certaines forêts sont très peu exploitées.

Sans doute le point clé de la filière réside-t-il dans la sécurisation de l'approvisionnement de la ressource, dans son évaluation et de son suivi. En effet, le morcellement très important des propriétés forestières et l'atomisation des acteurs qui s'en suit rend très difficile pour le fabricant de plaquettes, et donc pour le porteur de projet en aval, la maîtrise de son approvisionnement, et le force à multiplier le nombre de fournisseurs, pour des achats ponctuels et pour des tonnages relativement faibles. Fédérer les propriétaires, afin de mettre en commun leurs ressources respectives et mener des opérations concertées, pourrait permettre aux différents acteurs de contractualiser leurs transactions, de rendre les échanges réguliers et d'assurer un suivi sur un cadre qui dépasse le court terme. En règle générale, créer des structures communes qui regrouperaient soit tous les acteurs de la filière, dans l'idéal ceux de l'offre et ceux de la demande, serait bénéfique pour impulser une dynamique de groupe, renforcer leurs relations et défendre leurs intérêts face à la concurrence interne comme externe.

En plus de cette mobilisation des acteurs de la forêt privée, il conviendrait de développer des schémas de collecte (équipements, prétraitement, infrastructures) adaptés à la biomasse et aux technologies de transformation. Les porteurs de projets pourraient également s'appuyer sur les PAT, outils très aboutis d'aide à la décision pour l'approvisionnement local des chaufferies par la cartographie de la ressource au niveau territorial.

Un des problèmes majeurs pour les particuliers concernent la difficulté à s'approvisionner en plaquettes de qualités élevées et constantes. Un système de labellisation de la qualité des plaquettes, garantissant par exemple leur granulométrie et leur taux d'humidité avec un système de subventions à la clé pour les fabricants, serait d'un grand secours pour les utilisateurs de chaudières individuelles. Ainsi, la certification d'un label de qualité pourrait garantir aux clients n'ayant pas de connaissances en énergétique une bonne qualité de produit, et l'assurance de diminuer les taux de pannes de leurs installations.

Enfin, la présence forte de l'industrie du papier dans un secteur, portant de nombreux projets et exerçant un fort lobbying (y compris sur les critères des appels d'offre de la CRE ?), est un atout considérable dans le développement de la filière.

Les leviers technologiques

Dans le domaine du Bois-Energie, les technologies sont relativement bien au point. Evidemment, des efforts peuvent toujours être faits sur l'amélioration globale des procédés de chaufferie, ou sur leur entretien. Des améliorations peuvent être réalisées dans la mise en œuvre des moyens techniques et scientifiques pour une utilisation durable de la ressource, incluant la fabrication des chaufferies, le savoir-faire en termes de modélisation de la ressource et des approvisionnements, etc.

En revanche, une percée est possible dans le domaine des bois souches, qui pourrait représenter un marché de substitutions aux actuels combustibles forestiers, et ainsi réduire les futures tensions autour de la ressource. Ce cas est aujourd'hui sujet à controverse. Se posent en effet la question de l'impact environnemental d'un tel procédé et de la mise en place d'une filière complexe. Cependant, son usage en cogénération semble donner des résultats intéressants qu'il serait sans doute utile d'approfondir.

Les leviers sociaux

En tant que filière locale, le Bois-Energie concentre des acteurs de l'ensemble du territoire, et il est indispensable de tous les impliquer lors d'un montage de projet. En premier lieu, le soutien politique doit être fort, et les élus doivent clairement afficher leur volonté et leur motivation à le concrétiser. Ils doivent pour cela s'impliquer au maximum dans la chaîne d'approvisionnement, en créant un partenariat durable avec les forestiers ou les agriculteurs par exemple.

La communication entre les pouvoirs publics, les acteurs du projet et la population en générale doit impérativement être intense et continue. Un soin tout particulier sera apporter à obtenir l'agrément des citoyens.

De nombreux espaces forestiers étant sous la tutelle de parcs naturels régionaux, il est naturel que ces derniers soient fortement impliqués dans les projets de Bois-Energie. Une relation privilégié entre un PNR et une commune, voir un soutien technique ou logistique, peut contribuer à la réussite d'un projet.

Enfin, s'appuyer sur l'expertise technique, économique et sociale des porteurs de projets existants est un plus important permettant de s'assurer une bonne faisabilité du projet, d'éviter les possibles écueils et de démarrer le projet promptement.

Les freins et menaces

Si la filière possède de nombreux atouts pour assurer son développement présent et futur, il n'en reste pas moins vrai que certains éléments sont de nature à le restreindre ou à le ralentir.

La nature de la filière

De fait du mode de structuration du Bois-Energie, aucun projet de chaufferie collective ne se concrétiser sans qu'un marché territorial local ne voie le jour. Le temps et les moyens

nécessaires à l'édification d'une filière *ex nihilo* peuvent se révéler être une menace pour la viabilité du projet. A contrario, lorsqu'une filière se crée, il n'existe pas toujours un nombre suffisant de chaudières installées pour valoriser l'ensemble de la ressource disponible. L'approche très territoriale des projets font que toutes les différentes compétences, gestion forestière, transformation du bois, installation, gestion et maintenance des chaufferies, sont requises dans un secteur géographiquement très restreints, ce qui est possible mais loin d'être évident. Autre conséquence du marché local, certains fournisseurs de plaquettes peuvent tenir une position de monopole et détenir une position de force à la fois sur leurs fournisseurs en bois et sur leurs clients.

Les agriculteurs peuvent occuper une place importante dans le marché en tant que fournisseurs de bois, des bocages ou des TCR non forestiers par exemple. Il peut être nécessaire de les sensibiliser à la notion de marché spécifique au bois, comme le stockage sur moyens et longs termes, pour adapter l'offre à la demande.

Acceptation par la population

Si la question des énergies renouvelables est importante pour de nombreux citoyens, l'acceptation d'un projet collectif ou industriel à l'échelle locale n'est pas forcément évidente. Un travail de sensibilisation, de formation et de persuasion est très important pour favoriser l'émergence d'un projet. De nombreux projets d'énergie renouvelable ont été retardés de plusieurs années, voir annulés, à cause de l'hostilité de quelques riverains.

Il en est de même pour les responsables politiques, propriétaires ou gestionnaires de domaines forestiers qui ne sont pas tous intéressés ou motivés à l'idée de prendre part à cette filière jugée « vieillotte ».

L'implication politique

Le Bois-Energie souffre d'une logique politique à deux vitesses : des efforts de promotion sont faits pour les projets de grande envergure, mais les subventions encouragent plutôt la création de chaufferies de taille plus modeste. En règle générale, les politiques incitatives concernent plus l'installation des chaudières que la mobilisation du bois, qui est l'élément à mettre en place pour réellement solidifier la filière. Pour complexifier la situation, les responsables des institutions locales ne possèdent qu'un pouvoir limité face aux acteurs de la filière.

Si l'implication des responsables politiques locaux est un levier au développement de la filière, celle-ci n'est pas toujours acquise d'avance. La sensibilisation des élus aux avantages économiques, sociaux, environnementaux et politiques est laborieuse. La durée des contrats passés entre les collectivités et les fournisseurs, s'étendant parfois jusqu'à huit années, est nécessaire mais n'aide pas à la mobilisation de ce type d'acteurs qui ne peuvent que rarement avoir de vision politique à ce terme.

La mobilisation de la ressource

Des contraintes de différentes natures pèsent sur la mobilisation effective de la biomasse lignocellulosique. L'ADEME en caractérise trois types :

La contrainte de durabilité de la récolte : Les gisements d'origine forestière, pupicole et bocagère sont caractérisés suivant la sensibilité chimique des sols aux exportations minérales.

Une cartographie de la sensibilité chimique des sols a été réalisée en 2006 et réactualisée en 2007 par l'IFN et montre des disparités régionales très importantes (fig. 43).

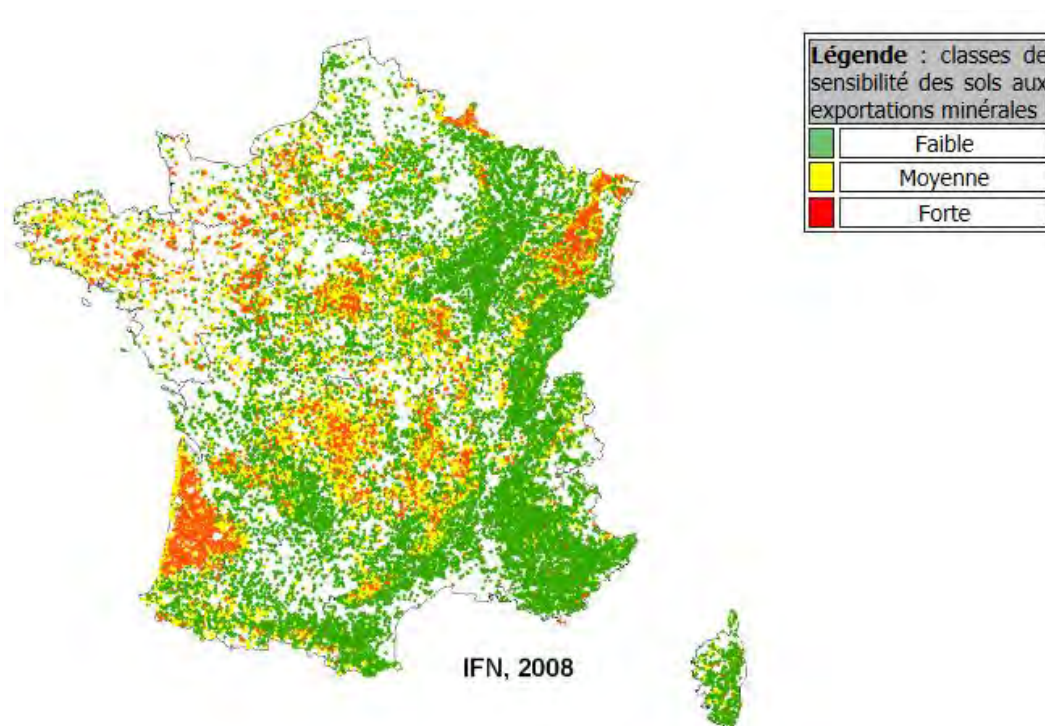


Figure 42 : Cartogramme de la classe de sensibilité chimique des sols forestiers aux exportations minérales d'après la clé de classement proposée par Cacot et al. (2006)

Une intensification des prélèvements de la biomasse à des fins énergétiques, y compris celles des rémanents, dont les branches et feuillages qui les composent concentrent la majeure partie des minéraux emmagasinés par l'arbre, peut avoir comme effet d'exporter ces éléments minéraux nécessaires au maintien de la fertilité chimiques des sols à long terme. Des pratiques préconisées dans le cadre de gestion durable des forêts ont été mises en place. Par exemple, les taux de prélèvements seront conformes aux préconisations dans le cas de peuplements voisins de la « norme » (gisement pérenne). A contrario, les taux de coupe seront augmentés dans les peuplements surcapitalisés (gisement conjoncturel) ou réduits dans les peuplements plus denses. Il serait ainsi souhaitable selon certaines études de laisser 20% des espaces de forêt suivre un cycle de vie naturel sans prélèvement. Cette méthode de « rattrapage » de la norme doit toutefois suivre un rythme compatible avec les dynamiques humaines et sylvicoles, notamment pour le maintien d'une bonne stabilité des peuplements.

Les contraintes d'exploitation : Dans certaines conditions (pente trop forte, inaccessibilités aux engins forestiers...), il est impossible de d'accéder aux arbres ou d'évacuer le bois abattu. La disponibilité en biomasse est donc facteur de la difficulté physique d'exploitation. Dans son étude MAP, l'IRSTEA a retenu les taux suivant :

- 100% de la disponibilité brute est accessible dans les peuplements d'exploitabilité facile,
- 90% dans les peuplements d'exploitabilité moyenne,

- 65% dans les peuplements d'exploitabilité difficile,
- 0% dans les peuplements d'exploitabilité très difficile.

Ainsi, sur la base des données IFN, 88% de la disponibilité brute en BIBE des forêts est accessible, 95% dans les peupleraies et 100% pour les autres ressources ligneuses.

La contrainte économique : C'est une contrainte majeure. Son niveau varie avec la rémunération des produits récoltés. Un gisement exploitable doit être nécessairement rentable. Le coût de l'exploitation variant avec la difficulté d'exploitation, des gisements auparavant inexploitable d'un point de vue économique peuvent le devenir si le prix d'un produit donné augmente. Les gisements sont donc caractérisés en fonction de leur coût d'exploitation ce qui caractérisera leur disponibilité à un niveau de prix donné.

L'approvisionnement de la filière

Un écueil important qui se présente dans l'approvisionnement en ressource consiste à faire correspondre l'offre et la demande. Jusqu'à présent, la faiblesse de la filière entraîne un excédent d'offre, qui reste stockée dans les forêts françaises : le différentiel entre croissance spontanée et demande économique a dispensé d'une interrogation sur la gestion de la ressource. Mais dans le cas contraire d'un excès de demande, les conséquences potentielles seraient dévastatrices pour les opérateurs comme pour le développement durable. Le péril semble encore plus présent dans la filière bois, où chaufferies et centrales pourraient entrer en concurrence pour la captation de la ressource. Dès le stade des études préalables, l'opérateur construit son plan d'approvisionnement en fonction des réserves identifiées, mais sans savoir si celles-ci ne sont pas déjà intégrées dans le projets concurrents. Il est finalement possible de voir se constituer plusieurs dossiers réglementaires alimentés par la même ressource.

Une première réponse a été apportée par la création de cellules régionales biomasse sur le territoire. Ces structures, essentiellement centrées sur la gestion de la ressource en bois, jouent un rôle d'expertise et de centralisation de l'information sur leur territoire, émettant aussi un avis sur chaque projet d'implantation locale. Une cellule biomasse peut vérifier auprès des fournisseurs prévus la sincérité des plans d'approvisionnement. Elle est, enfin, systématiquement informée de tous les projets qui sollicitent plus de 5 000 tonnes de bois dans la région. Son rôle est donc fondamental pour la bonne construction de la filière, et il semble que les cas où l'autorité administrative se prononce à l'encontre de son avis sont particulièrement peu fréquents. Néanmoins, les cellules biomasse sont faiblement dotées, avec moins de 10 emplois temps plein sur l'ensemble de la France.

L'un des risques de la croissance de la biomasse-énergie grâce à des financements publics tient à la crainte d'un approvisionnement qui se ferait au détriment des autres industries du territoire. Les industries consommatrices de bois redoutent que cette demande supplémentaire ait un effet inflationniste sur la matière première, conduisant à un accroissement des coûts et à la mise en péril de leur activité. Certes, la forêt produit assez pour tous, et un accroissement de la collecte est tout à fait souhaitable. Mais il faudrait qu'il se produise sans temps d'arrêt, sans quoi les entreprises pourraient disparaître avant la taille des premiers arbres.

Il existe également plusieurs contraintes sur la production et la valorisation de plaquettes... :

- Des coûts de production relativement élevés, dus à des étapes de production nombreuses, à une main d'œuvre forte et à des équipements importants
- Une difficulté importante à sécuriser l'approvisionnement en biomasse, du fait du morcellement de la propriété forestière et de l'absence de gros fournisseurs à l'échelle territoriale.
- La complexité de la contractualisation, des transports nombreux à cause de l'atomisation du secteur

... ainsi que sur la consommation des particuliers:

- Des investissements importants (2 à 3 fois supérieurs aux chaudières au fioul ou au gaz) et prix de raccordement au réseau important pour les agriculteurs (150€/m linéaire)
- Une filière encore peu adaptée à l'habitat urbain de par la surface importante de stockage pour le combustible et l'espace nécessaire aux véhicules de livraison. Ce point est plus sensible pour les chaudières à plaquettes que pour les chaudières à granulés.
- Un prix inférieur aux combustibles fossiles, mais supérieurs aux autres produits bois (en 2005 : 16,5€/MWh contre 11,4 €/MWh pour les écorces et sciures de bois et 10€/MWh pour les broyats de bois de rebut)
- Une qualité des combustibles inconstante et difficilement contrôlable pour l'utilisateur lambda

Les ressources forestières sont très sensibles aux événements naturels : feux de forêts, tempêtes ... De nombreuses régions de France, dans le Nord du pays en particulier (Normandie, Champagne-Ardenne...) ont beaucoup souffert et ont perdu une grande quantité de bois qui aurait pu potentiellement être valorisée en Bois-Energie lors des tempêtes Martin et Lothar de 1999. Ainsi, un coup dur pourrait affaiblir la filière, à l'échelle nationale mais aussi et surtout locale en fonction des dégâts.

Des projets de bois-énergie à très fort tonnage, comme Gardanne-Meyreuil, porté par E.ON France, ou le projet INOVA à Brignoles (83) posent des questions sur la capacité desdits projets à s'approvisionner, d'une part, et sur la possibilité pour les autres chaufferies du territoire à toujours trouver à s'alimenter à des prix raisonnables d'autre part : ainsi, ce projet déstabiliserait la filière sur tout le bassin Rhône-Alpes, et a des répercussions jusqu'en Auvergne par exemple, où le potentiel global serait de 100 kt/an. Ce projet de 1MT par an, dont plus de 85% de bois, devrait voir le jour en 2015. Il nécessiterait la rotation d'un poids lourd toutes les deux minutes pour assurer son approvisionnement. Son plan d'approvisionnement actuel pour 2015-2022 met en jeu 310 kt de ressource forestière locale, 124 kt de déchets verts, et l'importation depuis l'Amérique du Nord, principalement, de 335 kt de plaquettes, de 126 kt de charbon, et 80 kt de bois en fin de vie de classe A (non pollué) et B (légèrement pollué : panneaux agglomérés, bois peint). D'après le porteur de projet, les importations en bois ont pour but de subvenir aux besoins du site en attendant la structuration des circuits d'approvisionnement locaux, prévus pour 2025. A ce moment, le rayon d'approvisionnement serait de 400 km et engloberait les régions PACA, Rhône-Alpes, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, Auvergne, Aquitaine, Limousin, Bourgogne et Franche-Comté. Les 200 chaufferies de la région, alimentées annuellement par 50 000 tonnes de bois, ainsi que les industries du bois,

ont tout à craindre de l'arrivée d'un consommateur majeur adossé à un groupe d'envergure européenne, capable de proposer des contrats de très longue durée. A supposer que la production puisse satisfaire la demande, il est probable que les conditions tarifaires subissent une hausse importante mettant en péril les équilibres économiques.

Un autre défi à relever pour les acteurs de la filière est de stabiliser le prix du bois, très versatile : en effet, une augmentation de la demande va obliger les forestiers à exploiter des zones plus reculées ou plus difficiles d'accès, les obligeant à se déplacer plus loin et à utiliser du matériel plus important, ce qui va inmanquablement faire grimper les prix de la matière première, et donc, *in fine*, celle de l'énergie qui en découle.

Des impacts environnementaux pas totalement maîtrisés

Les efforts de recherche dans ce secteur devront être poursuivis afin « d'évaluer de manière plus exhaustive les risques environnementaux induits par l'accroissement de la récolte de bois pour la production d'énergie ». Si une sylviculture raisonnée a des effets positifs sur la végétation (entretien de nouvelles parcelles, meilleurs dessertes...), une intensification du prélèvement de la biomasse forestière et de sa combustion peut poser des problèmes de fertilité des sols avec l'exportation des rémanents qui concentrent la majeure partie des minéraux de l'arbre.

Autre exemple, les informations actuellement disponibles n'ont pas permis d'intégrer la sensibilité des sols au tassement induit par le passage des engins d'exploitation. La forêt joue également un rôle de protection naturelle contre les chutes de rochers ou les avalanches en zone montagneuse qui pourrait s'affaiblir et mettre en danger les populations en cas de surexploitation.

Enfin, les forêts représentent un patrimoine à protéger, qu'il soit ludique ou écologique. Les massifs forestiers, les haies, les polycultures, abritent une fraction considérable de la biodiversité du territoire. Les forêts de la France métropolitaine accueillent par exemple 136 essences différentes, mais aussi 72% des espèces de la flore française, 73 espèces de mammifères, et 120 espèces d'oiseaux.

Si un consensus des différents acteurs concernés existe quant à la nécessité de préserver au mieux cette biodiversité forestière, il est presque impossible d'appréhender globalement sa et donc des actions à mettre en place. Il n'est pas aujourd'hui possible, par exemple, ni de qualifier, ni de quantifier de manière exhaustive la faune et la flore de la forêt à l'échelle locale. La biodiversité est en effet composée d'éléments fondamentaux extrêmement nombreux, en constante évolution, et dont nous ne connaissons pas toutes les synergies pouvant exister entre eux. Il est souvent nécessaire d'accumuler les études de cas fastidieuses ne faisant que très peu évoluer la réflexion sur le sujet. Il existe également des interactions entre les différentes échelles qui complexifient encore la compréhension des conséquences de l'exploitation des forêts sur la biodiversité. Il en résulte que les chercheurs n'ont pas encore le recul nécessaire pour évoluer le coût écologique qu'engendrerait la perte d'une biodiversité locale.

La concurrence

Si la concurrence des différentes filières bois a déjà été évoquée, celle due aux technologies futures risquent de poser un frein au développement du bois énergie, en particulier la fabrication de biocarburants de seconde génération à partir de substrats lignocellulosiques. La

question de l'impact de cette technologie sur les circuits actuels d'approvisionnement en biomasse lors de sa mise en place commerciale commence à être particulièrement étudiée par les chercheurs. La question de l'approvisionnement en bois de pied, en plus des cultures dédiées (miscanthus) ou des résidus de l'agriculture, se posera tôt ou tard. L'analyse des bénéfices des différentes filières tant au point de vue économique, écologique, sociétal et politique primera pour la détermination de projets de valorisation énergétique de la biomasse.

L'une des menaces sur la filière bois énergie provient de la baisse du prix du gaz spot, suite à l'exploitation des réserves américaines de gaz de schiste. Si la baisse des tarifs se confirme dans les prochaines années, les chaufferies biomasse risquent de manquer de compétitivité face à celles alimentées en gaz. Certains réseaux de chaleur mixte, utilisant à la fois du gaz et du bois, pourront en revanche y trouver leur compte en modulant la part respective des deux énergies.

Un contexte de crise peu propice au développement

Depuis 2008, la crise économique générale s'avère particulièrement préjudiciable au secteur de la biomasse, et notamment à la filière du bois-énergie. Le marché du bois d'œuvre et du sciage connaît un fort regain en Europe et dans le monde ; la demande en bois-énergie devrait fortement croître dans les années à venir – certaines analyses parient sur un triplement de la demande actuelle, de 15 à 45 millions de tonnes. Mais il n'en va pas de même de l'économie française.

La récolte commerciale de bois stagne à 50% de l'accroissement naturel. Entre 2002 et 2010, le sciage des feuillus a reculé de 37%, celui des résineux de 14%. Le déficit du commerce extérieur dans le secteur, en dégradation constante depuis 2001, apparaît désormais inquiétant. En 2011, la France a importé des meubles et du papier pour respectivement 1,6 et 1,9 milliards d'euros ; elle continue en revanche d'exporter ses bois ronds pour un bénéfice net de 200 millions d'euros. Exportations de matières premières et importations dessinent un tableau inquiétant pour l'économie du secteur.

Cette situation rejaillit sur le bois-énergie. La faiblesse de la demande locale de bois-d'œuvre ne permet pas les sorties que demande l'accroissement naturel de la forêt française. Un prix d'achat jugé insuffisant ne permet pas aux forestiers de produire du bois en quantité suffisante pour alimenter le secteur, ni des petits bois utiles aux chaufferies biomasses.

Enfin, la crise économique qui frappe les consommateurs de bois conduit les opérateurs de biomasse-énergie à constater une raréfaction des industries nécessitant un puits de chaleur à proximité, et donc propices au voisinage d'une unité de chauffage ou de cogénération. Le taux de chute des projets affiche un niveau particulièrement élevé ; le deuxième appel d'offres de la CRE, lancé en janvier 2006 et conclu en juin 2008, avait sélectionné 22 projets pour une puissance de 314 MW. Cinq ans après sa clôture, 4 projets représentant 93 MW sont entrés en service et un dernier, pour 16 MW, est encore en cours ; tous les autres – soit les trois quarts des lauréats représentant les deux-tiers de la puissance - ont été abandonnés.

a. *Suggestion*

Les informations présentées dans cette partie sont issues de l'étude du CIBE : « Etat des moyens et propositions pour la mobilisation de biomasse forestière supplémentaire pour l'énergie », datée de mars 2012. Elle présente compilées des suggestions issues des principaux retours de réunions régionales, relatifs à la mobilisation de biomasse forestière, avec des professionnels de la filière.

Organisation de la filière biomasse

- Anticipation par les forestiers et fournisseurs des projets de chaufferies bois. Rechercher une capacité d'organisation ainsi que des méthodes de mobilisation de la biomasse forestière pour les forts volumes
- Garantir une utilisation d'une PF récoltée « avec un objectif de gestion durable des forêts » et contrôler le taux de PF affiché dans les plans d'approvisionnement
- Identifier et cartographier les capacités de production pour organiser les échelles d'approvisionnement de projets

Mobilisation des propriétaires forestiers privés

- Etudier plus précisément les mesures et facteurs facilitateurs du déclenchement de la mise en marché des bois pour l'énergie au niveau des propriétaires forestiers : nécessité de faire évoluer la rémunération du propriétaire forestier
- Problème d'identification et du contact des propriétaires forestiers : mettre des moyens pour exploiter le cadastre numérisé.
- Mobiliser la ressource locale sur des projets communaux dans le cadre d'un partenariat entre municipalité et syndicat de propriétaires
- Envisager des contacts directs entre propriétaires et maîtres d'ouvrage de chaufferies

Les filières bois et les aides aux opérations sylvicoles pour la mobilisation de bois énergie

- Articuler le développement du BE avec l'état actuel de structuration de la filière bois bûches
- Créer une filière bois englobant dans une même démarche le BO, le BI et le BE.
- Relancer les aides au renouvellement et à la transformation des peuplements pauvres ou à rénover
- Le déchiquetage des seuls « rémanents » sur les parcelles d'exploitation forestière doit prendre en compte le volume à déchiqueter et la topographie de la parcelle afin de réaliser des chantiers économiquement viables.

Les investissements en forêt et hors forêt

- Besoin d'efforts sur les investissements en forêt pour la mobilisation du bois : infrastructures, dessertes, voiries, places de dépôts,... pour l'accès à la ressource.
- Besoin d'optimisation de la mécanisation et de la chaîne de production : déchiqueteuses, cribles, chargeurs, grues forestières, bennes de livraison, camions souffleurs...
- Nécessité de maillage de plateformes correspondant aux logiques territoriales de mobilisation de la ressource. La localisation doit aussi être étudiée en fonction des données météorologiques et de la topographie pour une utilisation facile. Ces plateformes pourront être polyvalentes, c'est-à-dire stockant différents types de bois et biomasse à mutualiser avec les produits forestiers, permettant de répondre à plusieurs types de projets.

III. Les bioraffineries

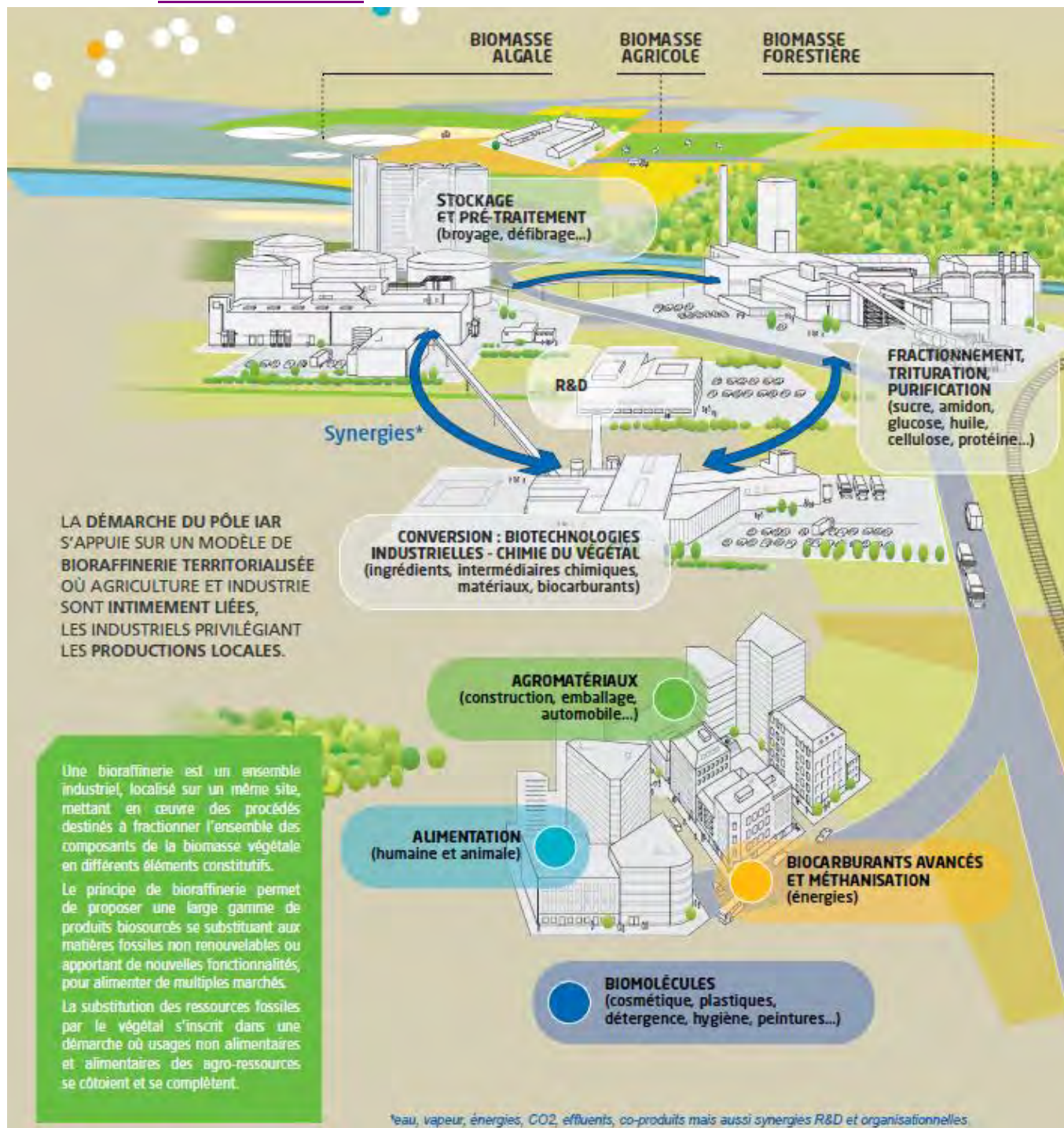


Figure 43 : Représentation d'une bioraffinerie – Source : Pôle IAR

Les bioraffineries, dont la description de W.Soetaert, de l'université de Gant a été adoptée dans le projet Européen Euroview, sont « des bio-industries intégrées, mettant en œuvre différentes technologies pour fabriquer des produits chimiques, des biocarburants, des produits alimentaires pour l'Homme et les animaux, des biomatériaux (y compris des fibres) et de l'énergie à partir de matières premières de la biomasse ». Il s'agit donc en réalité d'une myriade d'industries spécialisées dans des domaines particuliers, agroalimentaires, chimiques ou biologiques le plus

souvent, associant leurs technologies pour traiter une matière première, la biomasse, et valoriser la part la plus importante possible de ses sous-produits. La figure 44 est une représentation graphique d'une bioraffinerie type, alors que la figure 45 montre les produits qu'elle peut synthétiser, par ordre de volume et de valeur ajoutée.

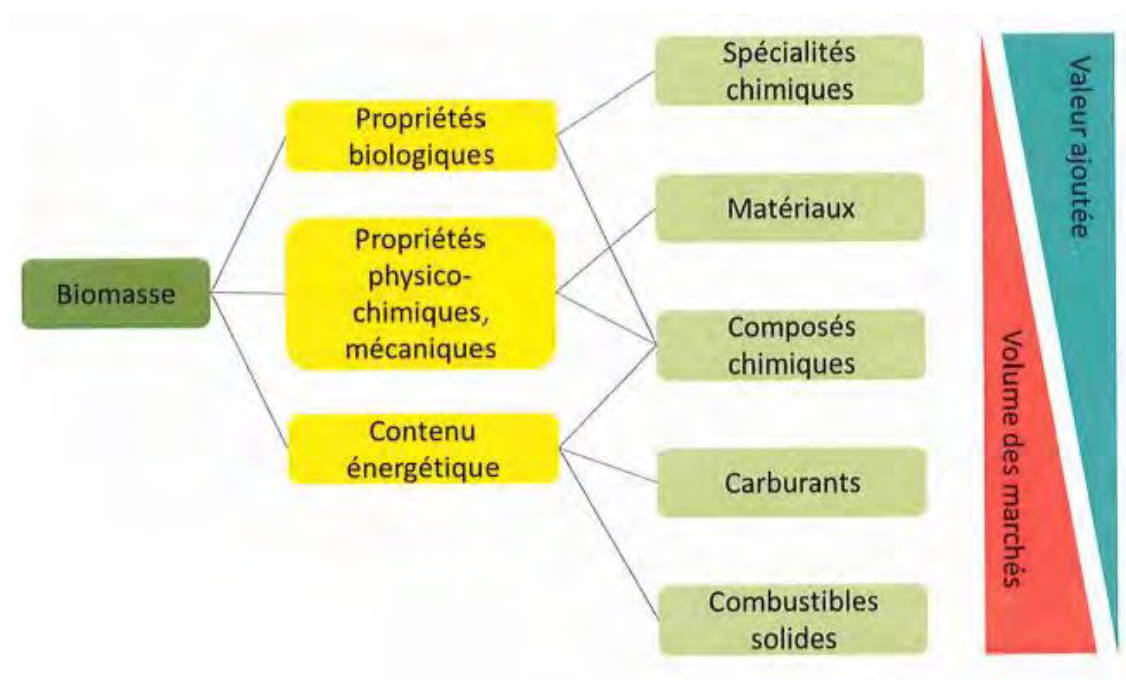


Figure 44 : Les produits finis à fonction d'usage, source 3BCar

Les différents acteurs de la filière sont donc des fournisseurs de biomasse (agriculteurs, forestiers, agro-industries...) en amont, les opérateurs de transformation (industrie chimique, industrie biotechnologique) et en aval les distributeurs et les gestionnaires de déchets.

L'Institut Carnot 3BCAR (Bioénergies Biomolécules & Biomatériaux du Carbone Renouvelable), résume dans un livret intitulé « Les molécules biosourcées », la problématique propre aux bioraffineries de la façon suivante : « La déconstruction des matières végétales pour séparer les molécules d'intérêts présentes dans les différents organes constituant la biomasse est un verrou central, à l'origine des bioraffineries. Le défi des bioraffineries est d'atteindre une triple flexibilité par les biomasses mises en œuvre, les technologies employées et les molécules produites ».

Dans ce rapport, nous envisagerons les bioeffineries sous l'angle du site industriel de production de biocarburant de première et de seconde générations (bioéthanol et biodiesel principalement), et de l'utilisation de ce dernier dans le domaine des transports routiers.

L'usage des biocarburants dans les transports.

Actuellement, selon le droit européen, seuls les biocarburants répondant à des critères conformes aux exigences du développement durable pourront bénéficier d'une aide financière pour leur consommation et être comptabilisés pour l'atteinte des objectifs nationaux :

- Les biocarburants doivent permettre une réduction des émissions de GES, du puits à la roue, d'au moins 35% par rapport aux carburants fossiles et, à partir de 2017, d'au moins 50%.

- Les biocarburants ne doivent pas être produits à partir de terres riches en biodiversité et de terres présentant un important stock de carbone ou de tourbières. Ces critères s'appliquent également aux biocarburants et aux bio-liquides produits à partir de matières premières en provenance de pays tiers.

Il pourrait cependant être nécessaire d'envisager une modification de ces critères. Beaucoup appellent à les durcir en prenant en compte les changements d'affectations des sols indirects, ou CASI. Pour rappel, l'effet CASI est estimé à 38,4 g_{CO2}/MJ par la Commission Européenne et à 72 g_{CO2}/MJ par l'INRA et l'ADEME. Ces nouvelles données remettent sérieusement en cause la protection de l'environnement induite par les biocarburants. La Commission Européenne a proposé un plafonnement à 5% des biocarburants produits à partir de biomasse alimentaire. A l'échelon français, cela correspondrait à une baisse au regard du niveau actuel (environ 7%). En revanche, sur le marché européen, une marge de progression demeure pour les industries françaises.

Selon une publication de mars 2013 du Conseil général du développement durable, les valeurs d'émissions de GES liées au changement d'affectation des sols s'effectueraient selon la distribution suivante. Dans 26% des cas, elles sont supérieures aux émissions associées aux carburants fossiles de référence. Il apparaît que la betterave est la culture la moins propice à un changement d'affectation des sols, et donc à l'émission de GMS, suivie du blé, de la canne à sucre, du colza et du maïs. La palme, le tournesol et le soja sont les sources de biocarburant estimées les plus néfastes à la lutte contre les émissions de CO₂.

Toutefois, les biocarburants conservent l'avantage de territorialiser la production de carburant sur le territoire national, de desserrer la contrainte extérieure et de limiter l'impact d'une fluctuation des cours des hydrocarbures sur la balance commerciale. Ils offrent aussi une activité agro-industrielle et un débouché agricole nouveaux, séduisants en période de crise économique.

a. Technologies

Les bioraffineries peuvent être divisées en cinq catégories, chacune traitant un type de biomasse et utilisant une technologie associée spécifiques :

- **bioraffineries "vertes"** : valorisant des composés à fort taux d'humidité typiquement instables : betterave, pomme de terre, manioc, herbe, luzerne, céréales immatures
- **bioraffineries à substrat lignocellulosique** : utilisation de « biomasse sèche » qui peuvent être des produits forestiers ou des pailles, récoltes de cultures énergétiques et autres déchets riche en lignocellulose
- **Bioraffineries de céréales** : valorisant les grains de céréales, principalement leur amidon. Possibilité future d'utiliser la plante entière, devenant alors des **bioraffineries à cultures entières.**
- **La bioraffinerie des oléagineux**
- **La bioraffinerie de gaz de synthèse** : production d'hydrocarbures à partir de gaz de synthèse par le procédé de Fischer-Tropsch ou production de biocarburants ou intermédiaires chimiques par fermentation microbienne de ces mêmes gaz.

- **Bioraffineries à double plate-formes** : conversion du sucre et production de biogaz

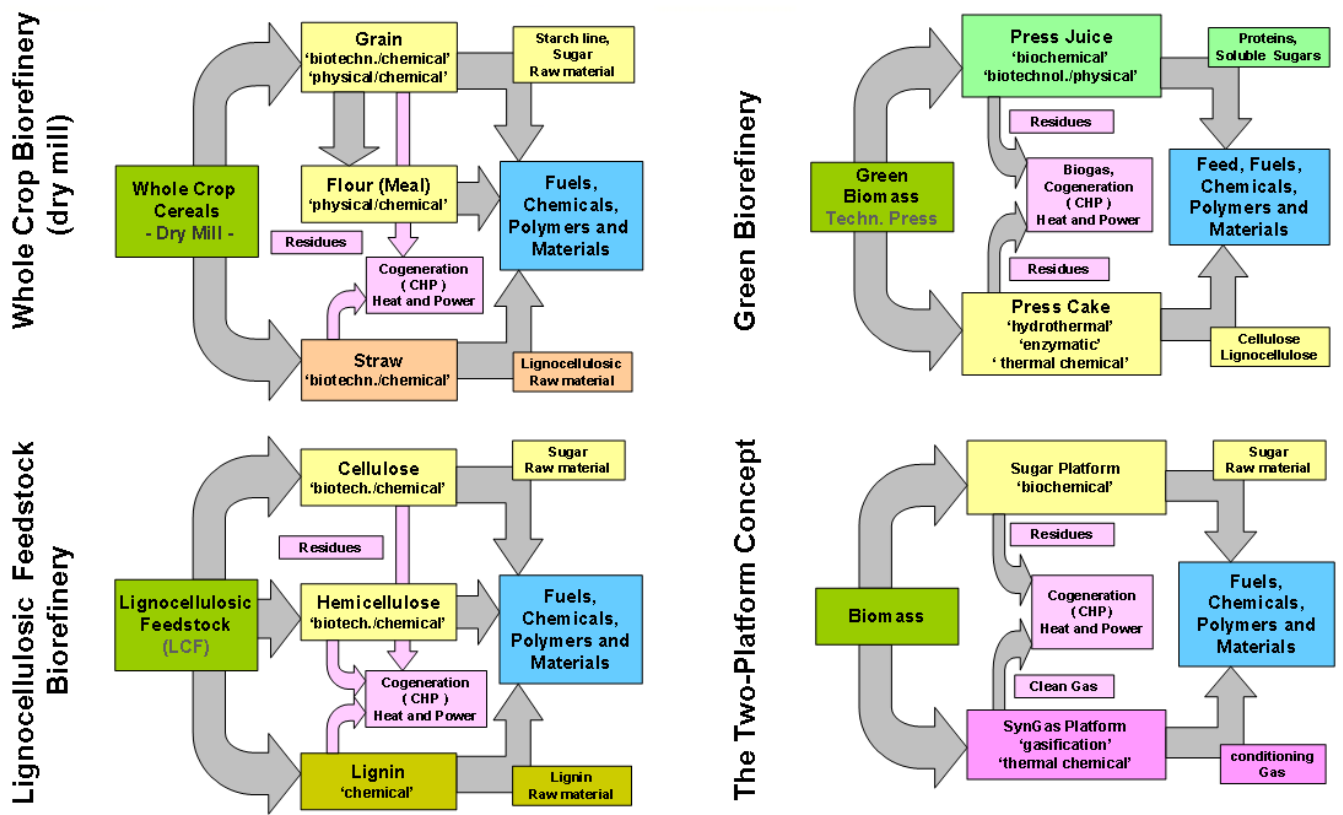


Figure 45: Différentes typologies de bioraffineries - -Source : BIOPOL

On distingue ainsi plusieurs filières distinctes : les filières de l'amidon, du sucre, des huiles végétales, et lignocellulosiques. Pour des informations plus précises concernant ces filières, lire la publication de l'ADEME : « Panorama et potentiel de développement des bioraffineries », finalisé en octobre 2010.

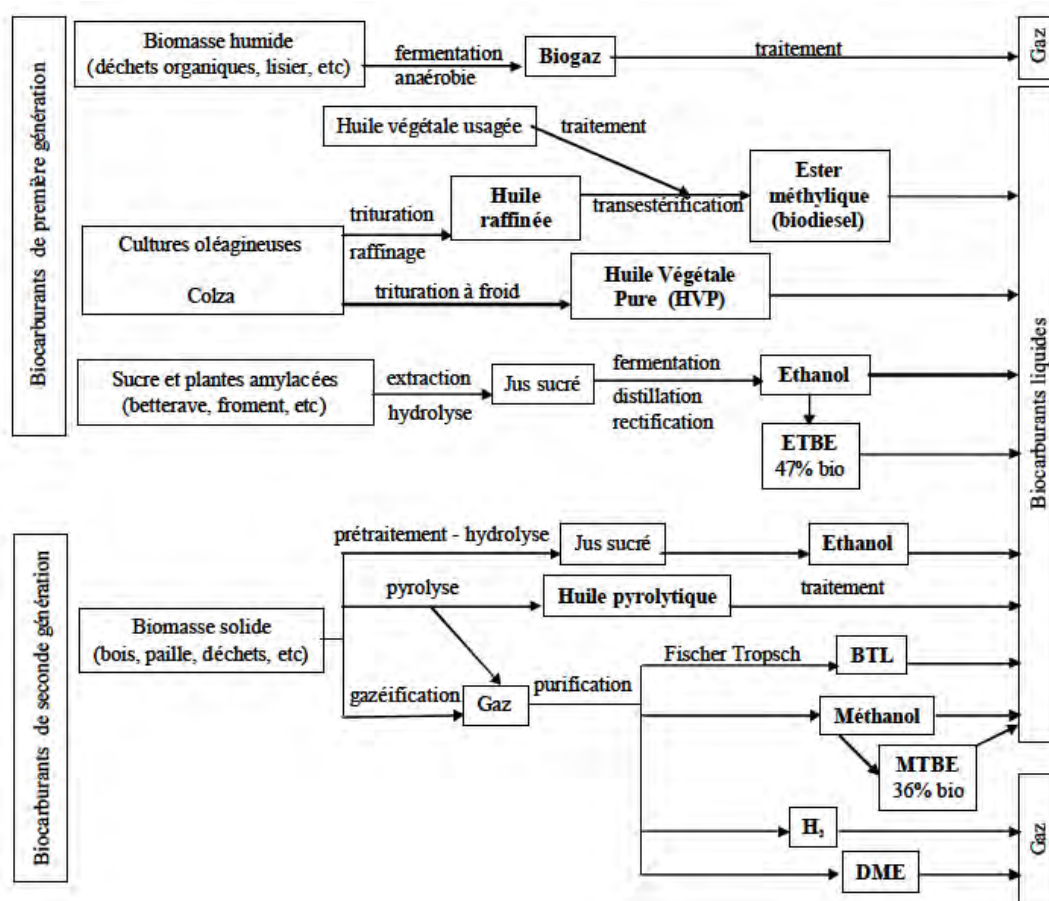


Figure 46 : Principales filières de production des biocarburants de première et seconde générations – Source : Valbiom

Les filières de conversion des ressources G1 :

On distingue deux filières : la filière sucre et amidon, où les sucres produits majoritairement à partir de céréales, canne à sucre et betterave à sucre, selon les zones géographiques, sont transformés en éthanol par fermentation, qui pourra lui aussi être utilisé en motorisation essence ; et la filière huile, qui consiste en la transestérification des acides gras contenus dans les huiles végétales (colza, soja et palme), pour former du biodiesel incorporable sous forme d'ester méthylique dans les motorisations biodiesel.

On distingue plusieurs classes de **biodiesel** à partir de 2011 : principalement les esters méthyliques d'huiles végétales ou EMHV (classiquement incorporés depuis les années 2000), et un biodiesel de synthèse obtenu par hydrotraitement des huiles végétales : les huiles végétales hydrogénés ou *Hydrotreated Vegetables Oils* (HVO). Ces HVO présentent un avantage sur les esters car ils peuvent potentiellement être incorporés à des taux plus élevés, au moins 50% du volume, sans modification des véhicules. Au même titre que les esters mais à un coût de production plus élevé, ils peuvent également être produits à partir de graisses animales et d'huiles usagées. Cela explique la diversification sur le marché concernant les ressources à l'origine du biodiesel.

Diesel ou kérosène : ressource huile – conversion catalytique

- EMHV (7 % - 30 % - 100 % en France)
- HVO 50 % dans le kéro possible



Essences : ressources sucre ou amidon – conversion biocatalytique

- Ethanol (10 % - 85 % - 100 %)
- ETBE (22%)



Figure 47 : les filières de production de biocarburants G1

D'après l'IFPEN, en règle générale, la filière 1G est mature, industriellement active, avec un approvisionnement et des prix de matières premières et de process maîtrisés. Les incorporations sont plafonnées par la qualité des produits. En revanche, les performances environnementales sont variables selon les filières et les méthodes de production, ce qui pousse les états à mener des réflexions supplémentaires avec l'arrivée progressive à maturité des technologies de production de biocarburants G2.

Les filières de conversion des ressources G2 :

Il existe deux filières principales de synthèse de biocarburants 2G : la voie biochimique de transformation de la biomasse (éthanol lignocellulosiques, biogaz, butanol) et les voies thermochimiques (pyrolyse, liquéfaction, gazéification). La description reprise dans ce rapport est celle du cluster industriel belge Valbiom.

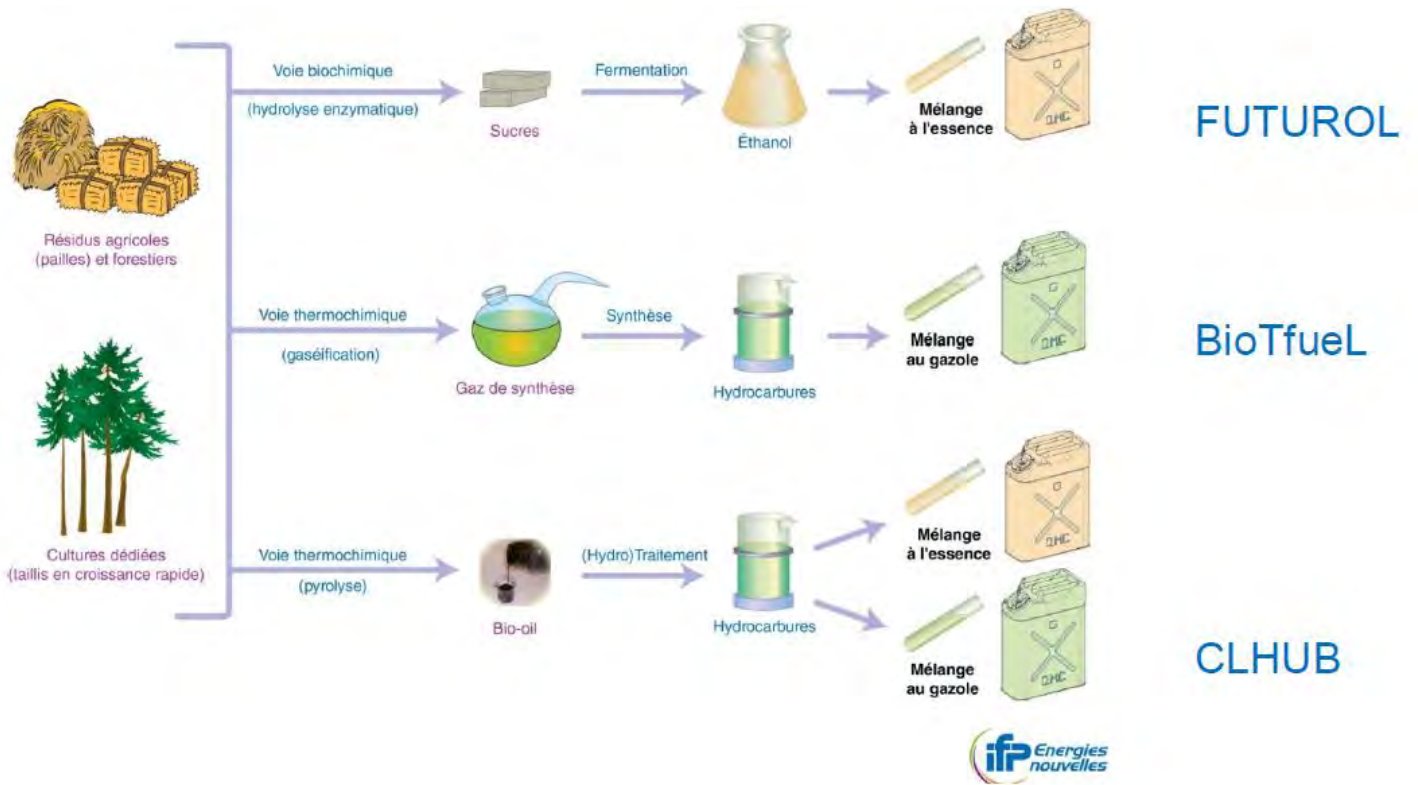


Figure 48 : les filières de production de biocarburants G2

La voie biochimique permet de produire de l'éthanol pouvant se substituer à l'essence, par la fermentation des sucres contenus dans la lignocellulose.

La voie thermochimique permet de synthétiser des carburants liquides ou gazeux et peut être réalisée *via* deux technologies mettant en jeu une gaséification ou une pyrolyse de la biomasse.

- la gazéification permet la production d'un gaz de synthèse (H_2 , CO , CH_4 , CO_2 ; H_2O) qui pourra ensuite être orientée vers différents carburants. L'ensemble de procédé est schématisé sur la figure 49. Le BtL, voie décrite sur la figure 50, est un exemple connu de transformation du gaz de synthèse en biodiesel selon la synthèse de Fischer-Tropsch (FT) utilisable dans les moteurs diesel ou en tant que Kérosène.

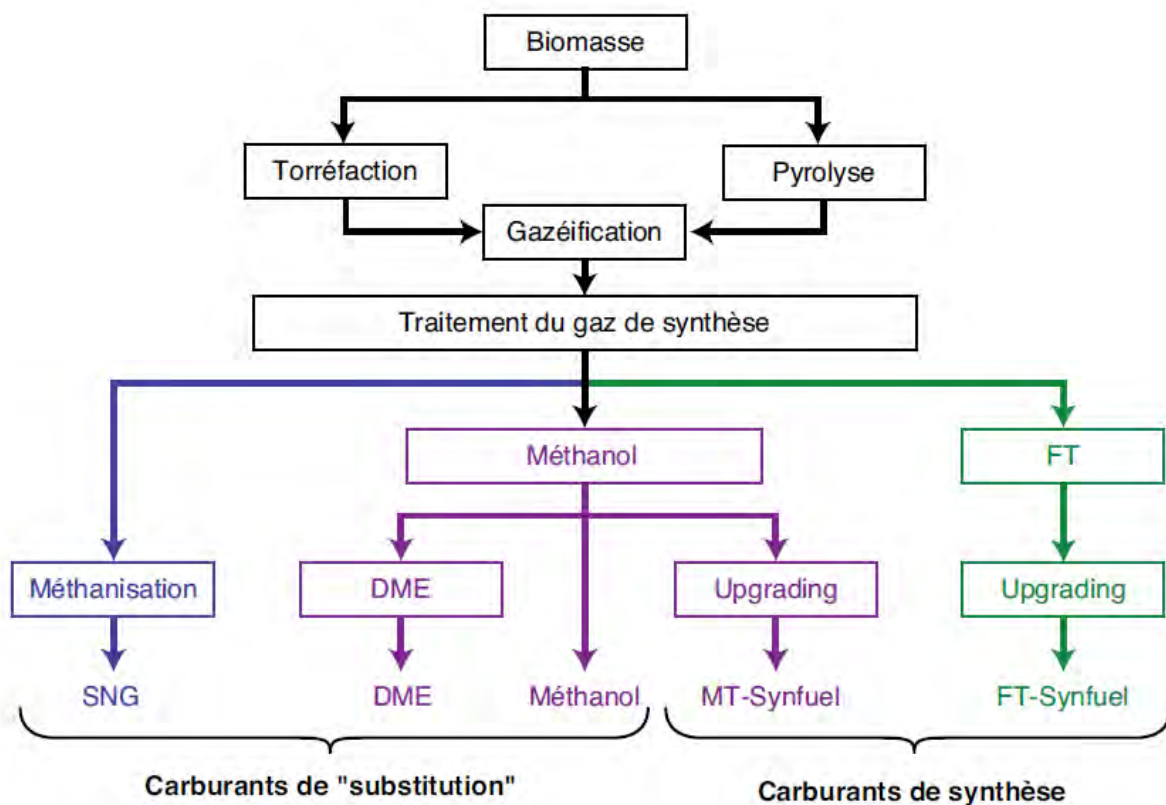


Figure 49 : la voie thermochimique : la gazéification



Biomass to Liquids : la voie thermo-chimique de production du biodiesel de 2^{ème} génération (BtL)

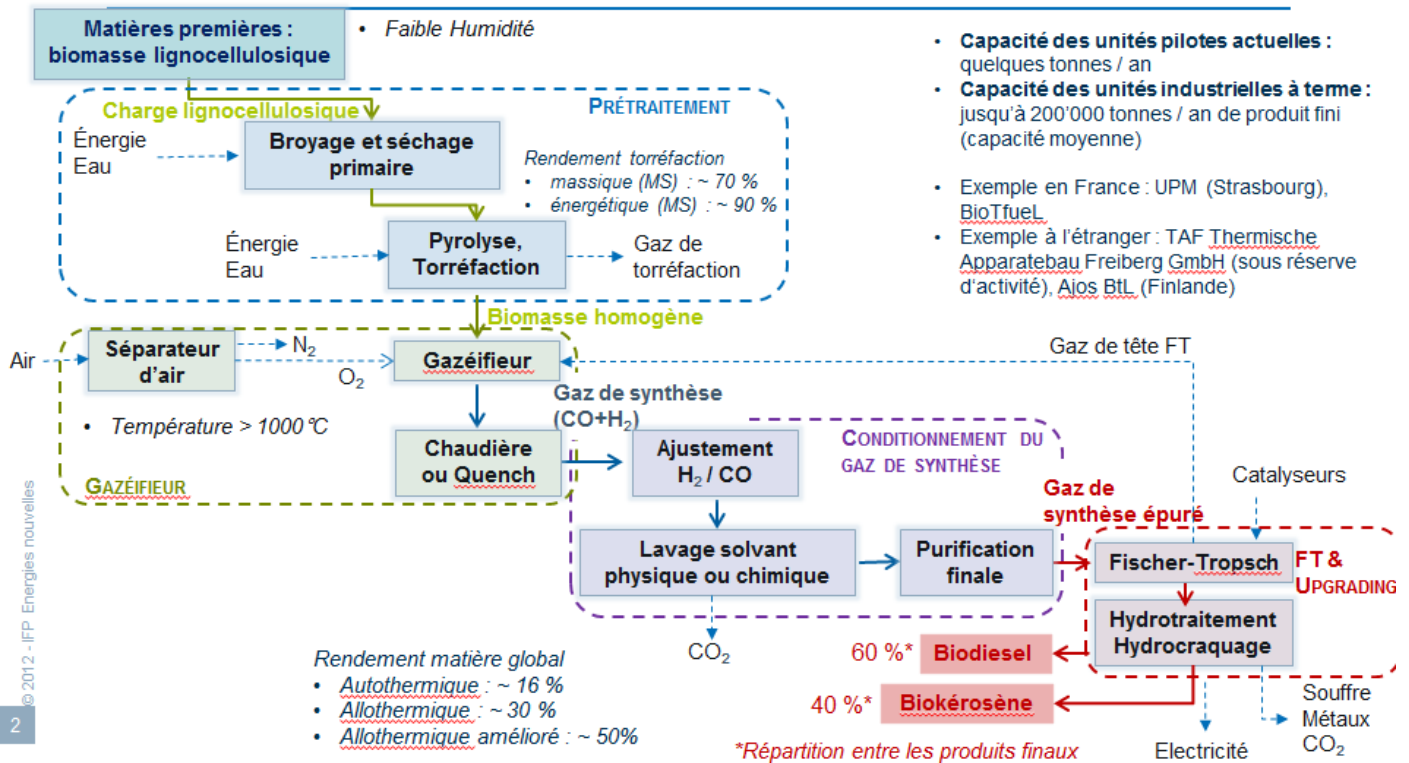


Figure 50 : la voie thermo-chimique Biomass to Liquids (BtL)

La voie technologique « Biomass to Liquid », comme décrite par le Commissariat à l'Énergie Atomique et aux énergies alternatives (CEA), se décompose en quatre étapes principales:

- Le prétraitement des plaquettes forestières (pyrolyse, torréfaction) pour la réduction du taux d'humidité et de la taille des particules, qui consomme actuellement entre 20 et 25% en énergie de la biomasse entrante. Cette étape est particulièrement étudiée en R&D dans le but de la rendre moins énergivore.
- La gazéification : la biomasse traitée et injectée dans le brûleur sous forme de poudre de bois est décomposée en gaz de synthèse « syngas » (CO, H₂) sous l'effet de la chaleur (de 1300 à 1400°C). Il s'agit à nouveau d'un champ d'investigation très important pour les chercheurs.
- Le traitement en aval du syngas pour le débarrasser le gaz de ses impuretés et d'éventuellement l'enrichir en hydrogène pour augmenter les rendements de production.
- La réaction catalytique de Fischer-Tropsch, qui conduit à la synthèse de longues chaînes carbonées, et l'hydrocraquage, consistant à hydrogéner des molécules insaturées à l'aide d'hydrogène en présence d'un catalyseur.

- La seconde grande voie thermochimique est la liquéfaction hydrothermale transformant la biomasse en bio-oil (biobrut ou biocrude), qui par hydrodésoxygénation de sa fraction légère, permettrait d'obtenir du gazole.

La question de la « durabilité » de la filière des bioraffineries exerce une influence importante sur le choix des technologies, et aurait été à l'origine d'un intérêt puissant pour les biocarburants de seconde génération. Cette filière 2G est actuellement en phase de pré-développement industriel : on ne recense qu'une ou deux installations de grande envergure en cours de fonctionnement. En revanche, de nombreux projets pilotes voient le jour partout dans le Monde.

Deux filières principales de production sont relativement proches de l'industrialisation : la filière biochimique de production d'éthanol cellulosique et la filière thermochimique de production de gazole et de kérosène de synthèse (BtL). D'autres moins matures sont à l'étude, comme la liquéfaction hydrothermale décrite précédemment. D'après l'IFPEN, ces technologies commencent à approcher la compétitivité économique. Elle fait l'objet d'une compétition internationale intense pour la primauté industrielle.

La filière G2 présente plusieurs avantages par rapport à la G1 : un gisement mondial de biomasse beaucoup plus important, qui surtout n'entre pas en concurrence avec l'alimentation humaine ou animale. La biomasse peut toutefois être préférentiellement valorisée sous forme de matériaux, comme les bioplastiques, de chimie ou de production d'énergie sous forme de chaleur et d'électricité plutôt que sous forme de biocarburants. La chaîne d'approvisionnement de la biomasse utilisée pour la G2 produit en effet des quantités considérables de co-produits (lignine, glycerol...) qui sont des composés à haute valeur favorisant l'efficacité économiques des nouvelles technologies. Le coût visé pour les intrants et leur culture semble être plus faibles. D'un point de vue environnemental, l'émergence de cette filière est ardemment attendue : d'après les projections, ses performances environnementales sont supérieures à la G1, avec en théorie une division potentielle de rejet des gaz à effets de serre de l'ordre de un à dix, sans compter une baisse des impacts sur les ressources en eau.

Concernant les dimensions des installations de production de biocarburants G2, elles sont particulièrement sensibles à la technologie mise en jeu. A dire d'expert de la filière oléo-protéagineuses – Proléa et de l'IFPEN, le procédé Fischer-Tropsch de la **voie thermochimique** nécessite une taille très importante. La production de biodiesel associée ne pourra guère est inférieure à un million de tonnes par an. La notion d'économie d'échelle devient alors primordiale. Les intrants devront impérativement être homogène dans le temps, de même nature, à même tonnage et avec une qualité équivalente : une quantité importante sera stockée sur site pour prévenir toute interruption de la chaîne d'approvisionnement, et séchée sur place pour pouvoir être intégrée au procédé. La biomasse, selon sa nature, peut être mobilisée raisonnablement jusqu'à 500 km du site. De telles bioraffineries seraient rares sur le territoire français, pas plus de trois ou quatre selon une estimation positive.

En revanche, **la voie biochimique** fait intervenir un consortium bactérien pour produire du bioéthanol par fermentation éthanolique à partir de cultures alimentaires comme les plantes amylacées (betterave et canne à sucre) le blé, le maïs et les pommes de terre. Elle permet une adaptation du procédé à des dimensions beaucoup plus restreintes, jusqu'à une production 100.000 tonnes d'éthanol cellulosique par an. Une telle bioraffinerie peut parfaitement s'intégrer dans un territoire, adoptant une structure centralisée pour se trouver au plus près des

territoires, utilisant de la biomasse locale. De nombreux sites devraient voir le jour sur l'ensemble du territoire français, y compris en rénovation de sites industriels existants.

A titre d'exemple, le tableau 30 représente les différents éléments de dimensionnement d'une bioraffinerie pour l'utilisation de cultures énergétiques dédiées selon le type d'installation : unité pilote, de démonstration, commerciale... Elle permet de donner des ordres de grandeur sur la capacité de production de biocarburants, sur les quantités de biomasse requise, sur les mouvements de véhicules ainsi que la surface de terres à mobiliser.

Tableau 30 : Echelle moyennes des installations pour la production de biocarburants de seconde génération à partir de cultures énergétiques dédiées – Sources IEA

Type of plant	Plant capacity ranges, and assumed annual hours of operation.	Biomass fuel required. (oven dry tonnes / year)	Truck vehicle movements for delivery to the plant.	Land area required to produce the biomass. (% of total land within a given radius).
Small pilot	15,000-25,000 l/yr 2000 hr	40-60	3 - 5 / yr	1 - 3% within 1 km radius
Demonstration	40,000-500,000 l/yr 3000 hr	100-1200	10 - 140 / yr	5 - 10% within 2 km radius
Pre-commercial	1-4 M l/yr 4000 hr	2,000-10,000	25 - 100 / month	1 - 3% within 10 km radius
Commercial	25-50 M l/yr 5000 hr	60,000-120,000	10 - 20 / day	5 - 10% within 20 km radius
Large commercial	150-250 M l/yr 7000 hr	350,000-600,000	100 - 200 / day and night	1-2% within 100 km radius

Note: The land area requirement would be reduced where crop and forest residue feedstocks are available.

Les filières de conversion des ressources 3G :

Les technologies de production de biocarburants G3 sont actuellement en phase exploratoire, avec une mise sur le marché attendue vers 2050. Ses performances environnementales resteront évidemment à démontrer. A l'état actuel de nos connaissances dans le domaine, il semblerait que la filière soit davantage adaptée à la synthèse de produits à haute valeur ajoutée, son coût de production étant actuellement évalué à 3 euros le litre dans une approche optimiste.

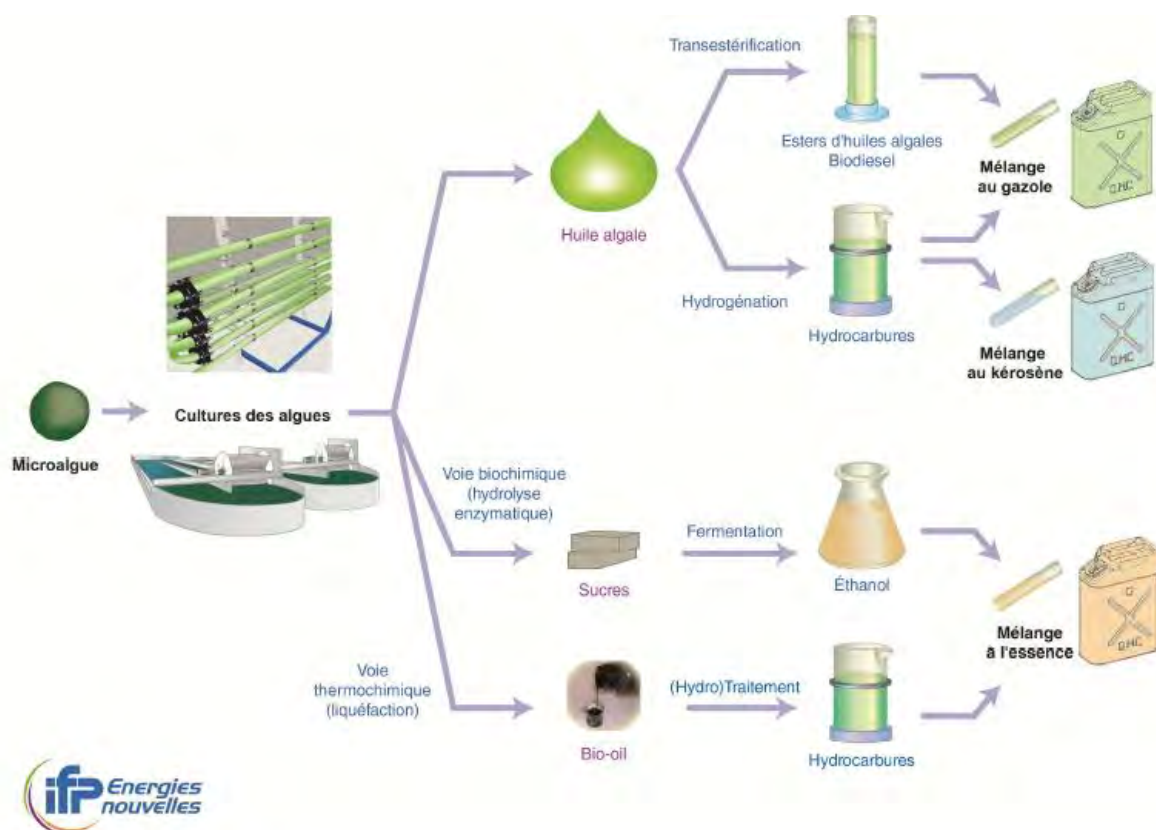


Figure 51 : les filières de production de biocarburants G3

A l'état de R&D laboratoire, nous n'entrerons pas dans les détails de cette technique. A titre d'information sur le potentiel théorique de cette filière, le tableau 31 présente les rendements en huile comparés des algues et de quelques cultures oléagineuses utilisées pour la production de biocarburants G1.

Tableau 31 : Rendements en huiles des algues et de quelques cultures oléagineuses

Plant source	Oil yield (L/ha/yr)	Plant source	Oil yield (L/ha/yr)
Soybeans	446	Palm	5,950
Rapeseeds/canola	1,190	Algae ^a	12,000-98,5000
Jatropha	1,892	Algae ^b	58,700-136,900

Source: Chisti (2007), and Schenk et al. (2008). ^a Range from 10 g/m²/d at 30% Triacylglycerids (TAG) to 50 g/m²/d at 50% TAG (Schenk et al 2008), ^b Range from 30% to 70% oil by weight in biomass (Chisti 2007).

En guise de conclusion, la figure 52 représente la maturité technologique et industrielle des différents biocarburants. Les biocarburants G1, appelés en anglais « conventional biofuels » sont produits industriellement et commercialisés à grande échelle. Les biocarburants G2, « advanced biofuels », n'en sont pour la plupart qu'à une étape de démonstration (BtL, biocarburants produits par pyrolyse, bio-SNG...), seuls le méthanol et les HVO sont technologiquement prêts pour une étape pré-commerciale. Il est nécessaire de préciser que la production de ces deux carburants sera plus que probablement marginale devant celle d'éthanol cellulosique et de BtL-diesel.

Aujourd'hui, la filière G2 n'est encore qu'une promesse. Ainsi, les estimations quant à une production industrielle à grande échelle et à une incorporation générale dans les carburants n'est pas prévue avant 2020, avec une mise en place progressive jusqu'en 2030 (fig. 53). De la même manière, les biocarburants de la filière G3 sont attendus aux alentours de 2050.

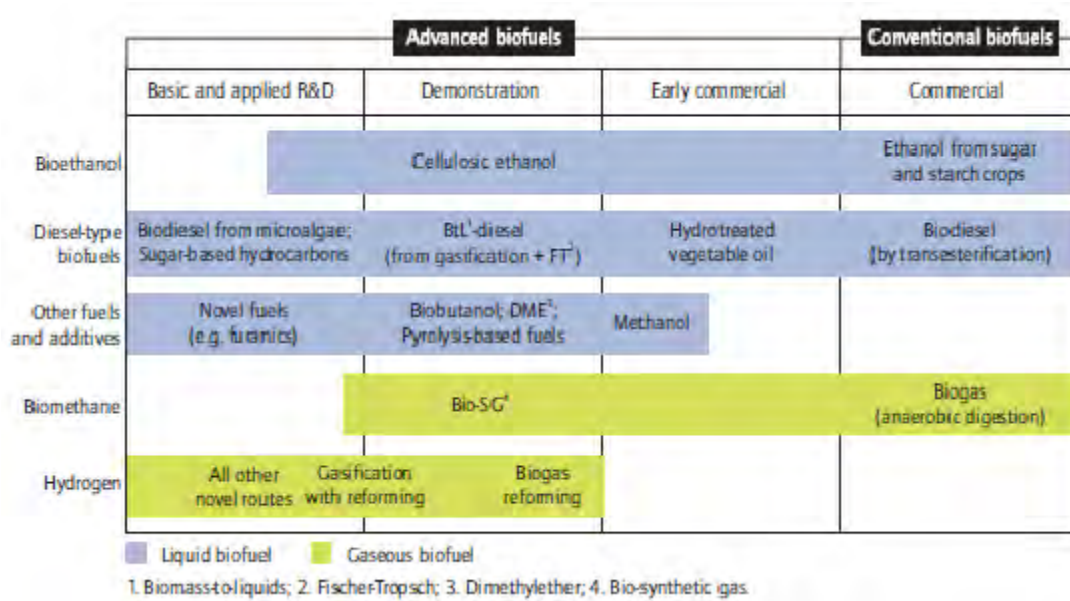


Figure 52 : Maturité des principales technologies de production de biocarburants – Source : IEA, 2011

Feuille de route incorporation des biocarburants

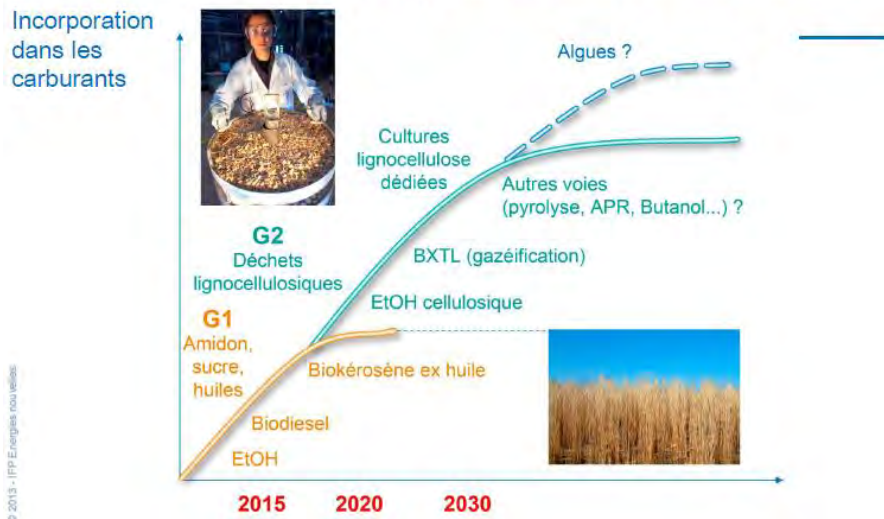


Figure 53 : feuille de route d'incorporation des biocarburants – Source : IFPEN

Le tableau 32 récapitule l'ensemble des biocarburants, leurs sources potentielles de biomasse, les procédés technologiques mis en jeu ainsi que leur compatibilité moteur.

Tableau 32 : Sources, procédés et compatibilité des biocarburants – Source : Valbiom

Biocarburant	Source	Procédé	Compatibilité
Huiles de pyrolyse	BLC	Thermochimique, pyrolyse	Moteurs diesel
Méthanol	BLC, huiles pyrolytiques	Thermochimique, gazéification	Moteurs essence
Diméthyl éther	BLC, huiles pyrolytiques	Thermochimique, gazéification	Moteurs diesel
Biomass to Liquid	BLC, huiles pyrolytiques	Thermochimique, gazéification	Moteurs diesel
Ethanol	BLC, cultures amylicées et sucrières	Biochimique, prétraitement, hydrolyse et fermentation	Suivant les applications, moteurs essence, et diesel
Biométhane	Biomasse humide	Biochimique, biométhanisation	Moteurs gaz naturel
Butanol	Matières sucrées et fibreuses	Biochimique, fermentation acétonobutylique	Moteurs essence
NExBTL	Matières grasses	Hydrotraitement catalytique	Moteurs diesel
Biodiesel	Microalgues productrices d'huile	Transestérification	Moteurs diesel
H₂	Bioéthanol	Vaporeformage, oxydation partielle, procédé autotherme	Moteurs dédiés
H₂	Syngas	Purification de l'H ₂ contenu, réaction de <i>water gas shift</i>	Moteurs dédiés
H₂	Composés organiques	Fermentation anaérobie (procédé hétérotrophique)	Moteurs dédiés
H₂	Eau, lumière	Procédé photoautotrophique	Moteurs dédiés
H₂	Composés organiques, lumière	Procédé photohétérotrophique	Moteurs dédiés

Enfin, selon l'étude Biopol, les différents types de bioraffineries ne sont pas actuellement au niveau de maturité :

Les **bioraffineries à plantes entières** sont prêts pour la démonstration. Des coûts élevés sont attendus pour les cultures, mais des coûts faibles pour les fractions actuellement sous-utilisées, comme la paille. Des améliorations technologiques sont attendues pour la transformation de matières premières lignocellulosiques. La grande disponibilité des cultures et de la paille en Europe de l'Ouest, et la présence d'un marché de sous-produits sont des circonstances positives.

La faisabilité technique des **bioraffineries lignocellulosiques** n'est pas encore très élevée, mais des progrès sont attendus. Les coûts des intrants seront faibles. De nouveau, la grande disponibilité du bois et de la paille en Europe de l'Ouest, du Nord et de l'Est, et la présence de ce même marché, sont positifs pour l'évolution de la filière.

Les **bioraffineries vertes** sont prêtes pour la démonstration, mais peuvent encore être optimisées. Son investissement est relativement faible, ainsi que le coût des intrants. Leur dynamisme est poussé par la forte présence d'herbe en Europe de l'Ouest.

Les **bioraffineries à syngaz** sont prêts pour une implantation à grande échelle. Elles peuvent être légèrement améliorées techniquement. Cher à l'investissement, elle utilise de la biomasse

bon marché (résidus de culture ou de forêt). Même remarque finale pour les bioraffineries lignocellulosiques.)

b. Etat de la filière France et International

La totalité des informations de ce chapitre est issue d'une synthèse rédigée par l'IFPEN, intitulée « Tour d'horizon des filières biocarburants dans le monde », rédigée à l'occasion du colloque « Panorama 2014 ».

i. Les biocarburants dans le monde

En 2010, environ 43% de la consommation mondiale de pétrole ont été consommés dans le secteur des transports routiers : essence et gazole, représentant un total d'environ 1,77 Gtep.

La filière biocarburants actuelle correspond à environ 57 Mtep, soit 3,1% de la consommation mondiale d'énergie dans le secteur des transports routiers, dont 11 Mtep en Europe. On ne compte pas, à ce jour, d'incorporation significative de biocarburants dans les transports aériens ou maritimes. La consommation européenne des biocarburants pour les transports est explicitée par le tableau 33.

Tableau 33 : Consommation de biocarburants dans les transports (en ktep) en Europe

State of play: Bioenergy consumption in transport (ktoe)

	Bioethanol (ktoe)						Biodiesel (ktoe)					
	2010				2020 TARGETS	of which Art 21.2	2010				2020 TARGETS	of which Art 21.2
	NREAPs	of which Art 21.2	PR	of which Art 21.2			NREAPs	of which Art 21.2	PR	of which Art 21.2		
Total EU27	2868,78	37,75	2785,7	36	7283,53	950,49	10950,87	417,53	10323,54	264,936	21575,61	1672,02
AT	54	0	68	0	80	0	276	0	374	0	410	0
BE	37,18	0	38,2	0	91,23	0	291,87	0	304,6	0	697,91	126,89
BG	0	0	0	0	42	32	30	30	11	0	154	130
CY	0	0	0	0	14,7	14,7	15,7	0,3	14,96	0,09	23,2	23,1
CZ	50	0	0	0	128	29	193	0	0	0	495	215
DK	13	0	0	0	94	47	18	0	0	0	167	84
EE	0	0	0	0	38	0	0,9	0	0	0	51,1	0
FI	70	0	71,5	0	130	40	150	0	60	0	430	140
FR	550	0	394	0	650	0	2165	0	2086	63	2850	0
DE	639	0	749	0	857	474	2790	98	2244	0	4443	98
GR	43	0	0	0	414	0	64	0	128	12	203	0
HU	34	0	57	0	304	0	110	18	119	0	202	22
IE	40	0	30	30	139	0	94	0	60	60	342	0
IT	148	19	155	0	600	100	868	72	1311	38	1880	250
LV	14	0	8	0	18	18	25	0	19	0	28	15
LT	13	0	10	0	36	0	42	0	35	0	131	0
LU	4,7	0	1	0	23,1	0	36,8	0	41	0	192,7	0
MT	0	1,75	0	0	0	5,79	0	1,23	0,546	0,546	0	7,03
NL	168	17	134	4	282	34	139	139	95	82	552	121
PO	279	0	189	0	451	44	687	0	698	0	1451	132
PT	0	0	0	0	27	0	281	4	326	0,3	450	8
RO	75	0	110,9	0	163	35	149	0	142,43	0	326	70
SK	15	0	15,1	0	75	25	67	0	66	0	110	30
SI	3,9	0	0	0	18,5	0	36,6	0	0	0	173,7	0
ES	232	0	231	0	400	52	1471	55	1183	5	3100	200
SE	251	0	203	2	465	0	89	0	178	4	251	0
UK	135	0	321	0	1743	0	861	0	827	0	2462	0

Parmi ces biocarburants, le bioéthanol reste le plus utilisé dans le monde avec une part de 75%. Le biodiesel représente, quant à lui, environ 25% des consommations de biocarburants en 2010.

Les biocarburants sont produits et consommés de façon hétérogène dans les principales zones du monde, principalement en lien avec les disponibilités en ressources biomasses et les incitations gouvernementales en place. En effet, dans tous les pays, ce développement se fait dans un cadre réglementaire spécifique, à l'image de la directive énergies nouvelles et renouvelable en Europe, le *Renewable Fuel Standard* (RFS) aux Etats-Unis, etc.

ii. L'éthanol carburant

Le bioéthanol est majoritairement consommé en Amérique du Nord et en Amérique latine, notamment aux Etats-Unis et au Brésil, avec respectivement des consommations de 24,6 Mtep et 10,5 Mtep pour l'année 2011 (tableau 34). A l'échelle Européenne, l'Allemagne reste de loin le premier consommateur de bioéthanol (0,79 Mtep), suivi de la France et du Royaume-Uni.

Tableau 34 : Statistiques de consommation en Mtep de l'éthanol carburant par zone géographique

	2011	2010	2009
Europe	2,98	2,87	2,35
Amérique du Nord	25,77	25,07	20,74
Amérique latine	10,83	12,49	11,48
Asie-Pacifique	1,94	1,75	1,48
Afrique	0,05	0,07	0,05
Monde	41,57	42,25	36,04

Source : IFPEN d'après FO Licht, KBC PEL

Concernant la production de bioéthanol, les gros consommateurs sont également les principaux producteurs, à savoir les Etats-Unis (près de 26,7 Mtep en 2011) et le Brésil (11,1 Mtep).

Ces consommations s'appuient sur des réglementations rendant obligatoires leur incorporation dans les carburants : le tableau 35 reprend l'évolution sur trois ans des taux effectifs d'incorporation sur une base énergétique de bioéthanol pour les différentes zones géographiques. L'Amérique latine, et principalement le Brésil, détient toujours de loin le taux d'incorporation le plus élevé via notamment une flotte importante de véhicules adaptés (*FlexFuel Vehicle*). Pour la première fois depuis 2005, le Brésil a vu en 2011 son taux d'incorporation d'éthanol reculer. Cette baisse s'explique essentiellement par une mauvaise saison de récolte de la canne, impliquant une baisse significative de la production d'éthanol, face à une demande globale en carburant qui ne cesse d'augmenter chaque année.

Tableau 35 : Statistiques de taux d'incorporation de l'éthanol carburant par zone géographique

	2011	2010	2009
Europe	3,3 %	3,0 %	2,4 %
Amérique du Nord	5,6 %	5,4 %	4,5 %
Amérique latine	14,9 %	17,7 %	17,0 %
Asie-Pacifique	0,8 %	0,7 %	0,6 %
Afrique	0,1 %	0,2 %	0,2 %
Monde	4,2 %	4,3 %	3,7 %

Source : IFPEN d'après FO Licht, KBC PEL

En 2011, on peut également noter un ralentissement de la progression des taux d'incorporation en Europe (cette tendance est similaire en 2012) et en Amérique du Nord par rapport aux périodes précédentes.

iii. *Le biodiesel carburant*

Comme énoncé précédemment, on distingue plusieurs classes de **biodiesels** : principalement les esters méthyliques d'huiles végétales ou EMHV, et un biodiesel de synthèse obtenu par hydrotraitement des huiles végétales : les huiles végétales hydrogénés ou *Hydrotreated Vegetable Oils* (HVO).

En 2011, la consommation et la production d'HVO dans le monde sont encore faibles en comparaison de celles du biodiesel EMVH (moins de 1 Mtep consommées et produites). La production de HVO ne concerne encore que peu de pays, à savoir les Pays-Bas, Singapour et la Finlande.

Le biodiesel EMVH est produit et consommé majoritairement en Europe (principalement à partir de colza), où la consommation a faiblement augmentée entre 2010 et 2011, mais connaît une inversion de tendance en 2012. Le Royaume-Uni, la Pologne (en 2012) et, dans une moindre mesure, l'Allemagne et l'Italie, sont les principaux pays touchés par cette évolution. L'Espagne et la France continuent quant à elle leur progression.

Tableau 36 : Statistiques de consommation en Mtep du biodiesel carburant par zone géographique

	2011	2010	2009
Europe	10,84	10,72	9,36
Amérique du Nord	2,68	0,75	1,01
Amérique latine	2,94	2,47	1,23
Asie-Pacifique	0,73	0,82	0,68
Afrique	0	0	0
Monde	17,20	14,76	12,28

Source : IFPEN d'après FO Licht, KBC FEL

Concernant la production de biodiesel EMVH en Amérique latine (essentiellement à base de soja), elle est largement dominée par l'Argentine et le Brésil : 97% de la production en 2011, avec une augmentation conséquente de la production en Argentine : + 25% entre 2010 et 2011 contre + 11% au Brésil, avec une forte orientation vers l'exportation.

C'est en Europe que l'on observe le plus fort taux d'incorporation de biodiesel dans le pool diesel, suivie de près par l'Amérique latine, via notamment un développement actif des réglementations sur les mélanges au Brésil. Concernant l'Europe, 2011 est la première année pour laquelle le taux d'incorporation effectif du biodiesel EMVH n'a pas augmenté. Cela peut s'expliquer par des perspectives à la baisse décidée ou annoncée dans les objectifs nationaux et européens de taux d'incorporation d'énergies renouvelables dans les transports. En effet, le projet de la Commission européenne de plafonnement des biocarburants de première génération entre 5 et 7% ne constitue pas un contexte très favorable au développement de la filière en Europe et en France.

Tableau 37 : Statistiques de taux d'incorporation du biodiesel carburant par zone géographique

	2011	2010	2009
Europe	5,4 %	5,4 %	4,8 %
Amérique du Nord	1,4 %	0,4 %	0,5 %
Amérique Latine	4,9 %	4,2 %	2,1 %
Asie-Pacifique	0,2 %	0,2 %	0,2 %
Afrique	0	0	0
Monde	1,4 %	1,2 %	1,0 %

Source : IFFEN d'après FO Licht, KBC PEL

A l'échelle européenne, le premier consommateur de biodiesel est devenu, en 2012, la France (2,3 Mtep) juste devant l'Allemagne (2,2 Mtep), suivies de l'Espagne (1,7 Mtep) et de l'Italie (1,3 Mtep). La Pologne reste depuis. Les plus gros producteurs de biodiesels sont l'Allemagne, avec 5 millions de tonnes produites en 2012, devant l'Espagne (4,4 millions de tonnes), les Pays-Bas (2,5 millions de tonnes), la France (2,4 millions de tonnes) et l'Italie (2,3 millions de tonnes).

Tableau 38 : Production de biodiesel en Europe – Source : European Biodiesel Board

2012 Production Capacity	
COUNTRY	'000 TONNES*
Austria	535
Belgium	770
Bulgaria	408
Cyprus	20
Czech Republic	437
Denmark	250
Estonia	110
Finland*	340
France	2 456
Germany	4 968
Greece	812
Hungary	158
Ireland*	76
Italy	2 310
Latvia	156
Lithuania	130
Luxemburg	20
Malta	5
The Netherlands	2 517
Poland	884
Portugal	483
Romania	277
Slovakia	156
Slovenia	113
Spain	4 391
Sweden	182
UK	574
TOTAL	23,538

Calculation based on 330 working days per year,
per plant. (situation at 01/07/2012)

iv. Taux d'incorporation de l'éthanol et du biodiesel carburants

Le tableau 39 synthétise l'évolution sur trois ans des taux effectifs d'incorporation globaux de ces biocarburants G1 dans le pool des carburants routiers :

Tableau 39 : Statistiques de taux d'incorporation des biocarburants par zone géographiques dans les transports routiers

	2011	2010	2009
Europe	4,75 %	4,63 %	3,99 %
Amérique du Nord	4,38 %	3,94 %	3,37 %
Amérique latine	18,90 %	21,22 %	10,01 %
Asie-Pacifique	0,42 %	0,41 %	0,37 %
Afrique	0,12 %	0,20 %	0,09 %
Monde	2,62 %	2,55 %	2,23 %

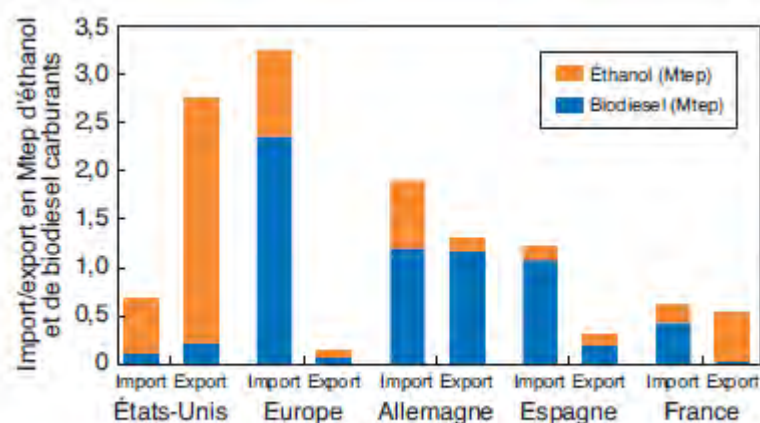
Source : IFFEN d'après FO Licht, KBC PEL

A l'échelle mondiale, la part d'utilisation de biocarburants est en constante progression mais à un rythme plus ralenti entre 2010 et 2011 (+3,1%) que les années précédentes (+13,6% entre 2009 et 2010). L'Amérique latine affiche toujours le taux d'incorporation global le plus élevé, grâce notamment à l'importance du parc de véhicules adaptés à l'éthanol pur au Brésil. L'Europe et l'Amérique du Nord se suivent de près avec des taux qui dépassent les 5% dans leur pool diesel et essence. En Europe, si l'on note une légère augmentation de la consommation d'éthanol et de biodiesel, la croissance du taux d'incorporation s'explique essentiellement par une baisse de la consommation globale de carburants liquides.

v. Les principaux pays importateurs et exportateurs de biocarburants

Les Etats-Unis sont, depuis 2010, exportateur net de bioéthanol. EN 2011, les exportations d'éthanol américain ont d'ailleurs atteint des records, du fait de mauvaises récoltes de canne au Brésil cette année-là, principale ressource à l'origine de l'éthanol brésilien. Ainsi, le Brésil a été le destinataire d'un tiers des exportations d'éthanol américain et les Etats-Unis sont devenus 1^{er} exportateur de bioéthanol en 2011. En 2012, le Brésil a instauré une taxe spécifique à l'importation de bioéthanol des Etats-Unis, de façon à assurer le retour vers une valorisation prioritaire de la production locale d'éthanol. Depuis 2013, le Brésil domine à nouveau le marché de l'exportation de bioéthanol.

On note également d'importants échanges de biocarburants aux frontières de l'Europe, qui importe majoritairement du biodiesel, malgré des capacités de production non exploitées (fig. 54).



Source : IFPEN d'après FO Licht

Figure 54 : Import/export en 2011 d'éthanol et de biodiesel carburants dans divers pays et zones géographiques en Mtep

Ces importations proviennent notamment d'Argentine (plus de 50%), d'Indonésie (39%) et des Etats-Unis (moins de 5%). Elles sont liées essentiellement aux prix cassés pratiqués par les pays exportateurs sur le marché européen (principalement vers l'Espagne, l'Italie et les Pays-Bas), comme l'Argentine et l'Indonésie. Ces deux pays ont en effet mis en place un système de taxes différentielles à l'exportation sur le biodiesel, entre 2010 et 2012, de 10 à 15% inférieures à celles sur les matières premières correspondantes à la production de biodiesel. Ces pratiques ont abouti à des contentieux internationaux et la commission européenne a institué en mai 2013, pour une durée de six mois, un droit anti-dumping confirmé mi-novembre 2013. Le Conseil européen a également produit début 2013 un règlement imposant une taxe anti-dumping (62,9 €/t) sur les exportations d'éthanol en provenance des Etats-Unis (0,6 Mt en 2012).

vi. Capacité de production de bioéthanol et de biodiesel dans le monde

L'Amérique du Nord dispose de loin de la plus grosse capacité de production d'éthanol G1 dans le monde, à partir d'unités de production ayant des capacités moyennes bien plus élevées qu'en Amérique latine, où le nombre d'unités y est largement supérieur. De la même manière, la zone Asie-Pacifique dispose du plus grand nombre d'unités biodiesel, mais de capacité moyenne moins importante qu'en Europe. Sur la figure 55, le biodiesel produit à partir de ressources « autres » considère les unités de production en fonctionnement produisant des biocarburants à partir de ressources autres que végétales dédiées, comme les huiles usagées ou les graisses animales par exemple.

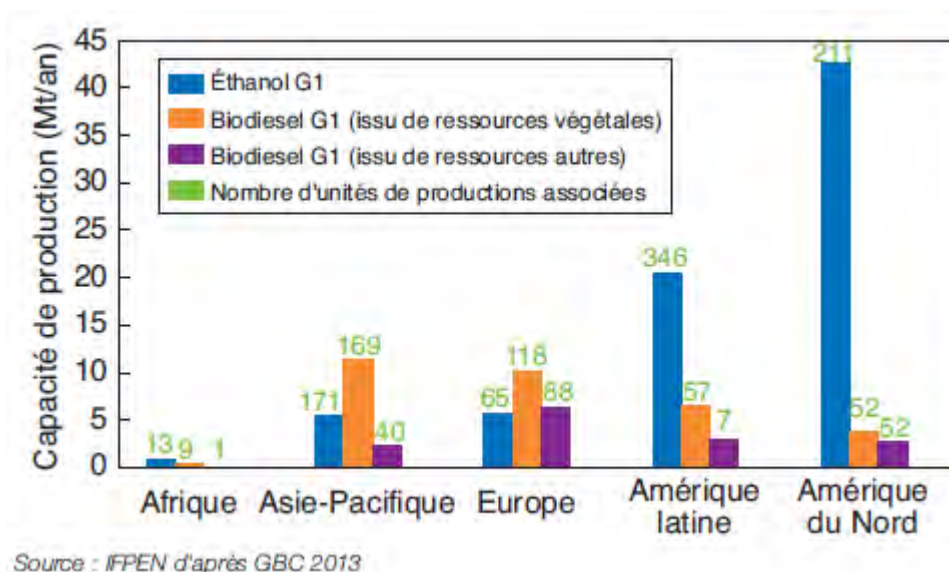


Figure 55 : Capacité de production (en MT/an) des usines en fonctionnement de biocarburants issus de ressources alimentaires et autres dans le monde en 2013 et nombre d'unités associées

vii. Occupation des surfaces et production de ressources pour les biocarburants

De manière générale, l'ensemble des surface de production agricole de type céréales, cultures sucrières et oléagineux a augmenté depuis 2009. Concernant la part dédiée à la production de biocarburants, ce sont principalement les surfaces de soja et de palme qui ont observé les plus nettes hausses, en passant respectivement de 9,4 % à 13,7 %, et de 5,8 % à 8 % des surfaces totales en culture entre 2009 et 2011.

La mobilisation des surfaces de céréales pour la production d'éthanol au niveau mondial reste peu significative, mais il faut noter l'existence d'effets locaux potentiellement marqués, avec notamment le maïs dédié à l'éthanol aux Etats-Unis, qui représente 40% des surfaces totales cultivées en maïs de cette même zone.

Concernant la canna à sucre, c'est essentiellement au Brésil qu'elle est mobilisée pour l'éthanol. La part des surfaces dédiées est néanmoins en baisse en 2011 : - 17%, du fait de faibles rendements observés cette année-là, orientant prioritairement la production vers le débouché du sucre alimentaire.

Du côté des oléagineux, si, à l'échelle mondiale, le colza affiche la part de surfaces dédiées au biodiesel la plus importante, cette part est néanmoins relativement stable ces dernières années. Les parts de soja et de palme, plus faibles, sont en constante croissance avec un phénomène marqué en Argentine, avec plus d'un quart de la production locale de soja qui est destinée au biodiesel.

A l'échelle européenne, si les surfaces dédiées à la production d'éthanol sont marginales, les surfaces cultivées en colza destinées à la production de biodiesel atteignent près de deux tiers des surfaces totales de colza et sont quasiment trois fois supérieures en proportion (62,4 %, soit presque 5,5 millions d'hectares) par rapport aux surfaces mondiales en colza énergie dans le monde (24,3 %, soit un peu moins de 89,2 millions d'hectares).

De même, en France, la proportion de surfaces cultivées en colza et tournesol en vue d'une transformation énergétique et également très importante : 65 % (presque 1,5 millions

d'hectares), et est probablement proche d'avoir atteint sa limite. Cette saturation à l'échelle européenne et les systèmes de double compte dans la *Renewable Energy Directive* favorisent le développement rapide de l'utilisation d'huiles usagées et de graisses animales, comme évoqué plus haut.

viii. *En France*

Les premiers programmes français de biocarburants sont consécutifs à la réforme de la politique agricole commune décidée en 1992. L'investissement a connu une accélération forte en 2005, avec notamment la montée en puissance du pôle de compétitivité *Industries et Agro-Ressources*, puis par la suite avec les investissements d'avenir. L'effet sur la filière a été à la mesure de l'effort consenti, puisque la France a pu diminuer sa dépendance en protéines envers l'étranger de 75% à 45%.

En 2011, les 2400 ktep de biocarburants consommés sur le territoire français (2000 ktep de biodiesel et 400 ktep de bioéthanol, comme indiqué sur la figure 56) représentaient environ 7% en pouvoir énergétique de la consommation de l'ensemble des carburants, avec un objectif visé de 10% en 2015.

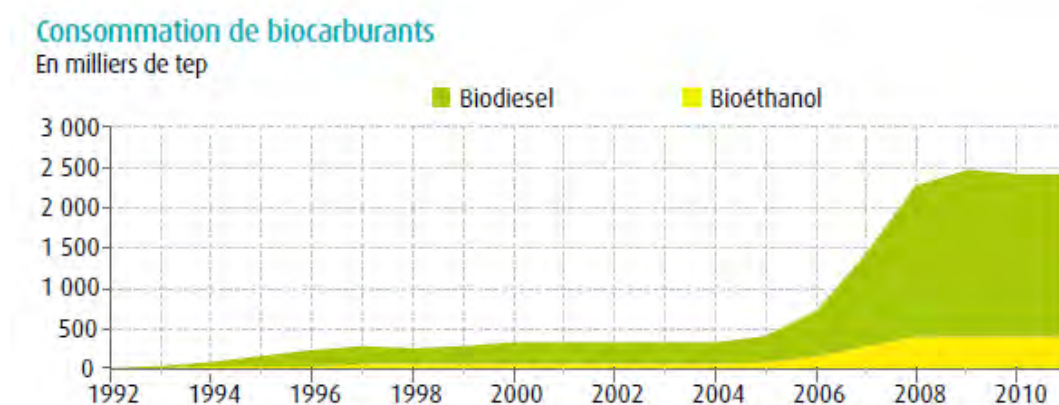
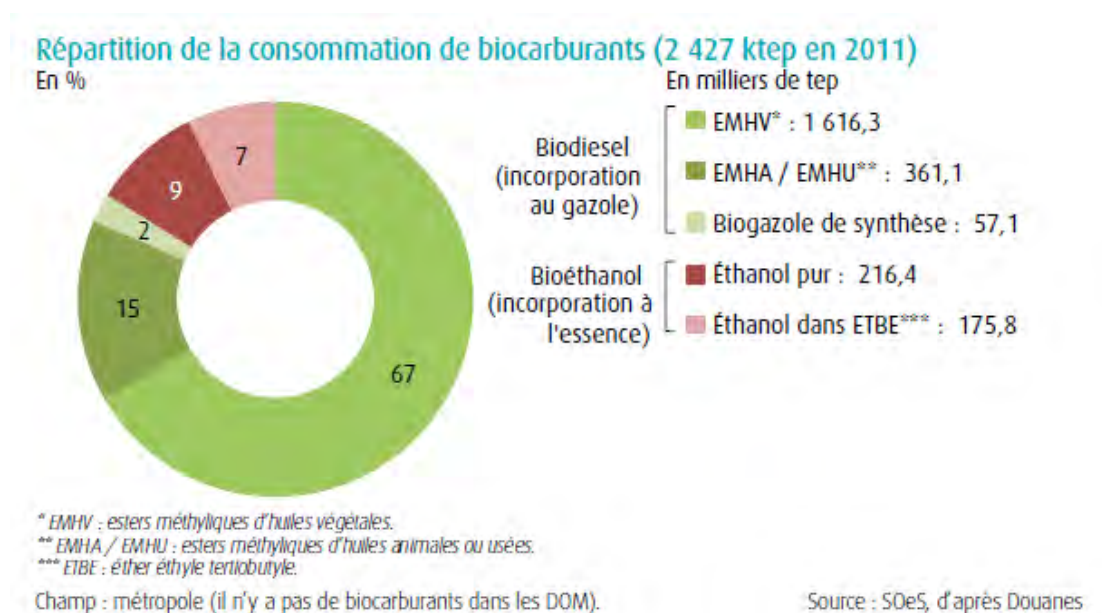


Figure 56 : consommation de biocarburants en France

La production de biocarburants en France a fortement progressé au cours des dernières années. D'après le rapport d'information sur *La biomasse au service du développement durable*, en 2009, la production de bioéthanol a atteint 635 ktep pour une consommation de 456 ktep. En 2009, 24 unités de production de bioéthanol ont reçu un agrément pour une capacité de production de 1,1 milliards de litres issus des productions agricoles nationales.

Entre 1993 et 2009, l'augmentation des superficies vouées à la production de bioéthanol – betteraves en majorité, mais aussi blé et maïs – aurait été limitée, ne représentant que quelques 175 000 hectares. Selon le ministère chargé de l'écologie, les cultures utilisées pour la production de bioéthanol destiné à un usage carburant représentent moins de 5% de la production agricole française de céréales et de plantes sucrières.

En 2010, quinze fabriques ont produits en France 1 688 ktep de biodiesel, dont le diester, principal biodiesel consommé dans notre pays. Le développement de cette filière s'est traduit par une croissance des superficies de colza destinées à la production de biodiesel comprise entre 500 et 600 000 hectares, et des superficies en tournesol de 75 000 hectares. En 2013, la surface dédiée à la culture de colza, de betterave, de blé et de maïs destinée à la filière des biocarburants atteindrait 1,65 millions d'hectares, soit 5% de la surface agricole utile du pays dont la moitié seulement n'a qu'un usage énergétique – l'autre moitié permettant, à travers les tourteaux, de nourrir le bétail. La production française aurait également mobilisé 40 000 hectares de palmier à huile en Malaisie et Indonésie, 460 000 hectares de soja en Argentine et Brésil, et 640 000 hectares de colza notamment en Ukraine, au Canada et en Australie.

La filière des biocarburants suscite une situation paradoxale dans laquelle l'huile de colza, produite en France et de très bonne qualité pour la consommation, alimente les véhicules, tandis que les populations consomment de l'huile de palme de qualité sanitaire inférieure et importée de l'étranger.

Les marchés de l'alimentation et de l'énergie sont fortement élastiques et substituables, de sorte que l'évolution de l'un provoque un effet sur l'autre. Eu égard aux fluctuations importantes des marchés agricoles, il n'est pas inutile que les agriculteurs français disposent avec l'industrie des biocarburants d'un débouché alternatif pour leur production en cas de crise prolongée. Toutefois, selon les propos du rapport d'information sur *la biomasse au service du développement durable*, il est certain que « l'agriculture a pour mission de nourrir des hommes et de femmes plutôt que les véhicules. Il convient de maintenir à son niveau actuel la production française de biocarburants, de manière à sécuriser les ressources foncières [...] Les seconde et troisième générations, sollicitant de la biomasse non-alimentaire, pourront être mises à profit le temps venu pour reprendre la croissance du secteur. »

ix. Les sites existants dans le monde

Les bioraffineries G1

Dans le monde, il existerait encore actuellement environ 350 projets d'unités de production de biodiesel et d'éthanol, en construction ou en projet. Environ deux-tiers de ces nouvelles unités se situeraient dans la zone Asie-Pacifique, où les politiques d'incitation aux filières G1 sont encore actives. Le reste des projets est réparti sur les autres continents, mais très peu d'unités sont prévues en Europe. Par ailleurs, environ 250 unités de production déjà existantes dans le monde sont à l'arrêt. La moitié de ces usines est située aux Etats-Unis.

L'étude européenne BIOPOL, à partir de sa propre analyse complétée de données provenant de « Biorefinery Euroview », a identifié et cartographié sur une période 2007 – 2009 dans l'EU27 + Norvège, Suisse et Islande, 34 bioraffineries en activité industrielle, à lesquelles s'ajoutent 45 projets de R&D, de projets pilotes ou de démonstrateurs. La majorité de ces bioraffineries (23 sur 34) et des projets en cours (28 sur 45) sont situés en Europe de l'Ouest, puis viennent l'Europe du Nord et enfin du Sud, alors qu'aucun site n'a été identifié en Europe de l'Est. 75% de ces installations sont localisées entre le nord de la France, l'Allemagne, la Belgique, les Pays-Bas le Danemark et le Royaume-Uni.



Figure 57 : Bioraffineries existantes ou en projet – Source : BIOPOL

Pour ces 34 sites industriels :

- La capacité unitaire varie de 5 000 tonnes par an à 1 million de tonnes par an d'intrants de toute sorte.
- 15 millions de tonnes de biomasse consommés par années, soit une moyenne de 440 000 tonnes annuelles par projet.
- Plus de la moitié des installations ont une capacité inférieure à 50 000t par an : ce fait illustre l'immaturité de la phase de développement des bioraffineries qui ne semble pas encore basée sur des résultats purement économiques.
- Toutes les bioraffineries les plus importantes (>500 000t/an) sont basées sur des installations préexistantes de filières industrielles telles que l'agro-alimentaire, la trituration des plantes oéagineuses/biocarburants et les papeteries et autres industries du bois.

Le magazine *Bionergie Internationale* a réalisé plusieurs atlas des sites de productions de biocarburants liquides et gazeux dans les pays francophones. Dans la mise à jour de 2013 sont

recensés 70 installations, dont 55 en France, 6 en Belgique, 8 au Canada et 1 en Suisse. Sur le territoire français, **18 installations synthétisent du biodiesel**. Parmi celles-ci, 5 appartiennent à la société Diester Industrie, société de Sofiprotéol, leader français dans la culture des plantes oléagineuses et de leur valorisation énergétique. **23 sites produisent de l'éthanol**, dont 5 de la société TEREOS, groupe sucrier français de dimension internationale puisque 4^{ème} producteur mondial de sucre et premier producteur d'alcool-éthanol en Europe. **Enfin, 13 sites exclusivement agricoles fabriquent des Huiles Végétales Pures (HVP)**.

Les bioraffineries G2

Une cartographie des unités commerciales, de démonstration et pilotes relatifs à la production de biocarburants 2G, commandée par l'IEA (International Energy Agency) en 2012 mais régulièrement mise à jour depuis, est présente sur internet au lien suivant :

<http://demoplants.bioenergy2020.eu/projects/mapindex>.

Elle recense au total 95 sites toutes catégories confondues, dont 53 opérationnels, 9 en construction, 14 en planification et 19 stoppés (tableaux 40 et 41).

Tableau 40 : Statut des installations de biocarburants de seconde génération, voie biochimique – Source : IAE

Type	Statut	opérationnel	En construction	Planification	Stoppé
Commercial		6	4	5	2
Démonstration		15	1	5	6
Pilote		18	0	0	4

Tableau 41 : Statut des installations de biocarburants de seconde génération, voie thermochimique – Source : IAE

Type	Statut	opérationnel	En construction	Planification	Stoppé
Commercial		0	1	2	3
Démonstration		5	1	1	2
Pilote		9	2	1	2

Le tableau 42 représente les unités de production de biocarburants G2 existantes et en projet, selon le type de carburant produit et le procédé technologique associé (éthanol cellulosique, diesel...). La figure 58 montre les capacités de production de biocarburants G2 en fonction du type de carburant produit et de l'état d'avancement du projet (en service ou en construction, en projet, unités à l'arrêt, projets arrêtés).

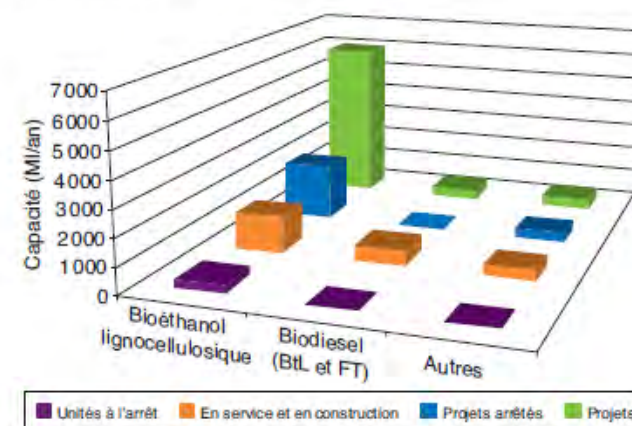
Tableau 42 : Les unités de production de biocarburants 2G dans le monde existantes et en construction – Projets à fin 2013

Produit	Usines existantes et en construction		Usines en projet	
	Pilotes/ démo/ unités com.	Capacité (Ml/an)	Pilotes/ démo/ unités com.	Capacité (Ml/an)
Éthanol cellulosique	81	1 372	101	6 018
Diesel, kérosène (BtL ¹ , FT)	23	649	14	436
Autres*	12	414	11	417
Total	116	2 435	126	6 871

*Biobutanol, biométhanol, bioDME
(e) estimé

Source : Global Biofuels Center et rapports

Fig. 1 – Capacités existantes et potentielles des productions de biocarburants 2G – Situation à fin 2013



Source : Global Biofuels Center et rapports

Figure 58 : Capacités existantes et potentielles des productions de biocarburants 2G – Situation à fin 2013

Plusieurs enseignements peuvent être tirés de ces tableaux et figures : premièrement, il n'existe à l'heure actuelle que très peu d'unités commerciales de production de biocarburants 2G. L'IEA n'en recense que 6. Ce nombre est considéré comme très surestimé par les membres du CVT ANCRE. Ensuite, le nombre plus importants d'unités pilotes et d'unités commerciales empruntant la voie biochimique que la voie thermochimique montre qu'à l'heure actuelle, cette première est une technologie plus aboutie ayant disposé de moyens plus importants. Pour illustrer ce propos, il n'existe à l'heure actuelle d'après cette source de l'IAE aucun site utilisant la voie thermochimique qui ne soit commercialement opérationnel. De plus, la plupart des nouveaux projets, et la quasi-totalité de la capacité de production associée, mettent en jeu la voie biochimique.

La primauté de la voie biochimique sur la voie thermochimique peut certes s'expliquer par une technologie plus mature, mais dépend également des politiques de chaque état et des carburants qui y sont consommés. Par exemple, aux Etats-Unis, la part du diesel et du biodiesel dans la consommation globale de carburant étant inférieure à 10%, la stratégie globale s'est naturellement portée vers la production d'éthanol *via* la voie biochimique. L'Europe, qui à l'inverse consomme plus de gazole que d'essence, développe les deux voies en parallèle, pour une commercialisation qui n'est pas envisagée avant 2015 ou 2020.

S'il n'existe que quelques unités commerciales en activité dans le monde, les unités pilotes et de démonstration foisonnent puisqu'on peut en dénombrer de cinquante environ (20 unités de démonstration et 27 pilotes en 2012 selon l'IAE) contre plus d'une centaine selon l'IFPEN. Les informations concernant les unités commerciales et pilotes citées ci-dessous sont majoritairement tirées de quatre documents : *Les unités pilotes de biocarburants de deuxième génération dans le monde*, 2008, IFPEN ; *Panorama et potentiel de développement des bioraffineries*, 2010, ADEME ; *Bioraffineries de deuxième génération utilisant la voie biochimique, Les biocarburants non conventionnels en Belgique pour aller au-delà de 5,75% à l'horizon 2010 ?*, 2007, Valbiom ; et *Bioraffineries de deuxième génération utilisant la voie biochimique*, 2013, Valbiom.

Les unités commerciales et pilotes d'éthanol lignocellulosiques :

- La société espagnole **Abengoa** possède deux unités pilotes de production d'éthanol à partir de la biomasse lignocellulosique par un procédé d'hydrolyse enzymatique : l'une au Nebraska, USA et l'autre à Salamanque, Espagne (4000 t d'éthanol par an par valorisation de paille d'orge et de blé). Sur la base de son expérience avec ses pilotes, Abengoa a comme projet la construction d'une bioraffinerie commerciale produisant de l'éthanol à partir de biomasse à Hugoton, Kansa, USA. La bioraffinerie d'une capacité annuelle de 95 millions de litres et de 75 MW d'électricité par cogénération devrait être en mesure de produire fin 2013 ou début 2014. Elle devrait consommer environ 350 tonnes de biomasse annuellement. L'installation d'un coût de 450 millions de dollars, utilisera un procédé d'hydrolyse enzymatique pour produire, en outre de l'éthanol, de la lignine et de l'alimentation pour animaux.
- En novembre 2012, **DuPont** a lancé les travaux de sa bioraffinerie d'éthanol lignocellulosique située à Nevada dans l'Iowa (USA). L'usine d'une capacité annuelle de 100 millions de litres d'éthanol cellulosique devrait être terminée pour la mi-2014. La biomasse utilisée comme matière première sera des résidus de maïs consistant de tiges et de feuilles de maïs. Cette première installation commerciale nécessitera un investissement de 7 dollars par gallon (=3,785 litres) de capacité annuelle, soit 210 millions de dollars pour la capacité prévue. DuPont passera des contrats avec plus de 500 fermiers locaux pour réunir, stocker et fournir 375.000 tonnes sèches de rafles de maïs par an à son usine de Nevada. Les résidus de maïs seront collectés dans un rayon d'environ 50 kilomètres de la raffinerie et cultivés sur une surface d'environ 75.000 hectares. Outre les 60 emplois directs dans l'usine, plus de 150 personnes seront impliqués de manière saisonnière dans l'approvisionnement des rafles à chaque récolte.
- Une bioraffinerie d'éthanol cellulosique, qui partira de déchets de plants de maïs comme matière première, est en cours de construction à Emmetsburg, Iowa, par

la co-entreprise **POET-DMS Advanced Biofuels**, et devrait être terminée fin 2013. L'installation à l'échelle commerciale aura une capacité annuelle d'environ 80 millions de litres. Le procédé comprend un prétraitement avec explosion à la vapeur pour la libération de sucres, suivi de la conversion de ces sucres en éthanol via des technologies exclusives dans le domaine des enzymes et des levures.

- La société danoise **Inbicon**, filiale du groupe danois Dong Energy, opère à Kalundborg, Danemark, une usine de démonstration d'éthanol cellulosique qui est la plus grande d'Europe. Le cœur de la technologie d'Inbicon est un procédé à trois stades : le conditionnement mécanique de la biomasse, le prétraitement hydrothermique et l'hydrolyse enzymatique. L'usine de Kalundborg a la capacité de convertir 4 tonnes de paille par heure, l'équivalent de 30.000 tonnes par an. La production annuelle est de 5,4 millions de litres d'éthanol par an auxquels s'ajoutent 11.400 tonnes de pellets de lignine pour la production d'énergie et 13.900 tonnes de mélasse pour l'alimentation animale. Le coût total de la construction a été de 54 millions d'euros. Dong Energy a conclu un contrat avec le pétrolier norvégien Statoil, qui achètera les 5 premiers millions de litres d'éthanol cellulosique d'Inbicon.
 - En janvier 2011, le groupe pétrolier Texan Valero investissait dans la jeune société américaine de biocarburants de deuxième génération **Mascoma**, qui utilise un procédé *consolidated bioprocessing* pâte à réaliser des économies de coût dans la production de biocarburants et de produits chimiques renouvelables. Mascoma développe des levures et des bactéries génétiquement modifiés qui convertissent la biomasse lignocellulosique en éthanol cellulosique. En 2010, Mascoma avait acheté SunOpta BioprocessInc., une société active dans la préparation de fibres et de prétraitement par explosion à la vapeur. En 2009, la société avait commencé la production
 - Sociétés Woodland biofuels, Sunopta/Greenfields Ethanol : valorisation des résidus agricoles et forestiers (Etats-Unis)
 - **Petrobras** a mis en fonctionnement en 2008 la première unité pilote d'éthanol cellulosique brésilienne au centre de recherche d'Ilha do Fundão pour la conversion de la bagasse de canne à sucre. Unité de démonstration semi-industrielle prévue pour 2010.
 - **Vorentem** a investi 20M\$ pour un pilote d'éthanol cellulosique ex-résidus de culture prévue pour 2009. (Brésil)
 - **CTC** (Cane Technology Center) prévoit de construire une unité pilote dans l'Etat de Sao Paulo (Piracicaba). Le projet est supporté par les agriculteurs qui financent la recherche sur la canne à sucre.
 - Verenum Technology a développé une unité de démonstration de 1100t de bois de rebut et résidus agricoles (Japon)
 - **Royal Nedalco** : projet de construction d'une unité de démonstration de taille industrielle (160 000t) à Sas Van Gent (Pays-Bas)
 - **BioGasol** envisage de construire un démonstrateur de 8.000t d'éthanol par an sur l'île de Bornholm (Danemark) pour profiter des 27 M€ mis à disposition de la filière en 2006 pour la mise en place d'une unité de démonstration implantée dans le pays.
- Les unités pilotes de la voie thermochimique

- Production de Diesel-FT
 - C'est en Allemagne, à Freiberg, que le premier pilote de gazole de synthèse a été construit en 2005. Plusieurs étapes ont été nécessaires à la mise en place de ce pilote. La version d'une capacité de 15 000 t/an de BtL était attendue pour 2008. **Choren Industries**, en partenariat avec le groupe Shell, a mis en place depuis 2009/2010 une unité commerciale de 200.000 tonnes par an dans la région de Lubmin, approvisionné par un million de tonnes de biomasse, d'un coût global d'investissement évalué à 400M€.
 - Le **FZK**, institut technologique de Karlsruhe, a lancé en 2008 un pilote qui comporte un prétraitement par pyrolyse décentralisée afin d'évaluer le transport de la biomasse prétraitée. Le pilote associe un gazéificateur en vue de tester à terme la production de gazole synthétique. Sa capacité de production s'élève à 4.000 tonnes par an à partir de paille de céréales principalement.
 - L'industrie de la pâte à papier s'intéresse également à la filière. Un partenariat a été monté entre le groupe papetier **Stora Enso** et le pétrolier finlandais **Neste** en vue de mettre en place dès 2008 un pilote de gazole de synthèse au sein de l'usine à papier de Varkaus en Finlande. Le pilote valoriserait ainsi les résidus forestiers et papetiers disponibles sur le site.
 - Le papetier américain **Newpage** a également établi un partenariat avec **Chemrec**, un industriel suédois spécialisé dans la gazéification de la liqueur noire. Ils envisagent la construction d'une unité de gazéification de la liqueur noire pour la production de biocarburants au sein de l'usine de pâte à papier de Newpage dans le Michigan.

- Production de DME/Méthanol
 - La société **Chermrec** en association avec **Volvo Transfer Technology** ont mis en place une unité de production de production de bioDME à Pitea (Suède) à partir de liqueur noire. Une unité de démonstration était en projet pour 2010.
 - Par ailleurs, le **projet européen Chrisgas** (Clean Hydrogen-Rich Synthesis Gas), financé par l'Europe (6^{ème} programme Cadre de la Commission Européenne) et l'Agence Suédoise de l'Energie, vise à recycler l'ancien site de cogénération de Värnamo, fermé en 2000, pour y installer une plateforme pilote de production de bioDME et de biométhanol. Aurait lieu une étude d'impact socio-économique sur l'implantation d'une usine commerciale de bio-hydrogène routier dans la ville et l'identification de divers obstacles non-techniques du marché pour parvenir à l'exploitation de ce biocarburant est prévu.
 - A la date de 2008, le bioDME était expérimenté en tant que carburant sur une flotte de camions de marchandise de la ville de Växjö (EC-project DME Vehicle).

- SNG
 - Quandt à la voie de production de gaz de synthèse à partir de la biomasse, la technologie semble correctement maîtrisée. Cependant, la société **ECN** aux Pays-Bas a lancé un pilote et l'Université Technologique de Vienne a

prévu en 2008 l'ouverture d'un démonstrateur de 1 MW (dont le gazéifieur CHP est déjà en service) à Gussing, en Autriche, à partir de bois.

- La pyrolyse
 - Les projets sont beaucoup plus rares. Citons celui de Renewable Energy Institute aux Etats-Unis.

Il ne s'agit bien sûr que de quelques exemples de réalisations ou de projets recensés dans le monde. Certaines sources datant de 2007 et 2008, des modifications, avancées ou arrêts des projets cités peuvent rendre certaines informations erronées.

Les unités pilotes 2G en France

La France dirige actuellement cinq projets d'envergure sur les biocarburants de deuxième génération : *BioTfuel*, *Futurol*, *Probio3*, *Syndièse* et *Gaya*, tous cinq ambitionnant une arrivée sur le marché avant 2020.

Le projet *BioTfuel*, dont la réussite technique est espérée dès 2017, vise à produire du biogazole et du biokérosène par thermochimie à partir de biomasse lignocellulosique – par exemple de la paille et du bois. Deux sites pilotes expérimentent les procédés : Venette (60), qui accueille le torréfacteur, et Dunkerque (59), sur le site de l'ancienne raffinerie de Total, où est acheminée la poudre pour la gazéification du carburant. Programmé jusqu'en 2017, il rassemble un tour de table de 112,7 millions d'euros, et regroupe six partenaires parmi lesquels Sofiprotéol, Total, le CEAEA, l'IFP Energies Nouvelles. Les procédés mis en œuvre seraient connus et, pour certains, issus de la pétrochimie. L'objectif est aussi de disposer de procédés flexibles pour s'adapter à différents types de biomasse lignocellulosiques et pour pouvoir exporter le concept à l'étranger.

L'installation pilote de *Futurol* est située dans la Marne sur le site agroindustriel de Pomacle-Bizancourt. Le projet associe 11 partenaires, dont l'INRA et l'IFPEN. Par opposition à la voie thermochimique qui soumet la biomasse à de fortes pressions et températures pour en extraire le diesel, *Futurol* fait appel à un procédé biologique. Après un traitement mécanique et chimique des végétaux, des champignons réalisent l'hydrolyse de la cellulose en sucres, puis des levures fermentant ces sucres en éthanol. Un rendement satisfaisant suppose de transformer non seulement le glucose, mais aussi les autres sucres fermentescibles, notamment ceux des parois cellulosiques. La matière première provient des alentours du site, à partir de TCR et de coproduits des agro-industries voisines. Un prototype industriel d'une capacité de 3,5 millions de litres par an devrait être lancé en 2015.

Probio3 vise à fabriquer à partir du biokérosène *via* une production microbienne de lipides à partir de ressources en biomasse non alimentaire. Constatant que la consommation de carburant dans l'aéronautique passera de 190 millions de tonnes en 2009 à 500 millions de tonnes en 2050, le projet est porté par l'INRA et réunit de nombreux partenaires de la recherche et de l'industrie comme l'INSA, le CNRS, Airbus, EADS, Téréos et Sofiproteol. L'objectif de production se monte à 25 000 tonnes de kérosène par an, soit un quart des besoins d'Air France, avec des pertes réduites dans le processus de conversion.

Le projet *Syndièse* fait l'objet d'un partenariat entre Air Liquide et le CEAEA. Le site de Bure-Saudron et le centre CEA de Grenoble développeront une chaîne de procédés permettant de broyer en poudre fine, mettre sous pression, doser et convoier de la biomasse solide (résidus de bois notamment). Ce prétraitement mécanique de la biomasse permettra de réduire la dépense énergétique, en comparaison des prétraitements thermiques concurrents comme la

torréfaction ou la pyrolyse. La biomasse prétraitée sera transformée en gaz de synthèse à partir d'un oxy-brûleur fonctionnant à haute température avec de l'oxygène à la place de l'air.

Enfin, pour la voie biométhane, le projet *Gaya*, lancé en 2010 et coordonné par GDF-Suez, vise à démontrer la validité technique, environnementale et économique du biométhane issu de gazéification de biomasse lignocellulosique. Labellisé par le pôle de recherche *Tenerrdis*, il associe onze partenaires industriels et universitaires. Une plate-forme de recherche et de démonstration préindustrielle sera mise en service à Lyon en 2013 pour un budget de 47 millions d'euros – dont 18 millions de subventions ADEME.

En guise de conclusion, le tableau 35 récapitule les principaux projets de biocarburants G2 financés par des fonds publics européens ou français. La majorité des projets (7) concernent la production d'éthanol, devant le biodiesel produit par Fischer-Tropsch (5). Nombre d'entre eux utiliseront du bois et des ressources forestières dans leur ensemble. Enfin, les capacités de production restent faibles ou limitées, preuve que la filière G2 n'en est qu'à des étapes de pilotes ou de démonstrateurs. A noter que 4 projets français, et situés sur le territoire national, sont cités dans ce tableau, soit près d'un quart des projets.

Tableau 43 : Principaux projets de biocarburants G2 financés ou en partie financés par des fonds publics UE ou France

Nom du projet	Promoteur	Fournisseur de la technologie	Type de biocarburant	Type de biomasse	Capacité de production (t/an)	Financement (M€)
BtL/Gaz Naturel de Synthèse – SNG/Bio-gazole/DME/Methanol						
OPTFUEL	VW	Choren Industries	Liquide FT	Bois	15 000	7,8*
Ajos BtL	Forest BtL Oy	Axens (FT Gasel®)	Liquide FT	Résidus forestiers	115 000	88,5*
BioTfuel	Consortium BioTfuel	Unde	Liquide FT	Mélange biomasse ligno. et matières fossiles	3 750	33,3
Stracel BtL	UPM KYMENNE	Voie thermochimique	Liquide FT, élec. et chaleur	Biomasse forestière	100 000	170*
Syndièse	CEA, Air Liquide, CNIM	Voie thermochimique	Liquide FT	Résidus agricoles et forestiers	22 000	
GoBiGas (phase 2)	Göteborg Energi AB	Voie thermochimique	SNG	Résidus forestiers et bois de trituration	50 000	59*
GAYA	GDF Suez & Partenaires	Voie thermochimique	SNG	Résidus agricoles et forestiers	550	18,9
EMPYRO	BTG	BTG	Biogazole	Bois	17 400	5*
BIO DME	Volvo	Chemrec AB	DME	Liqueur noire	600	8,2
Woodspirit	BioMCN		Méthanol	Résidus forestiers	200 000	199
Bioéthanol lignocellulosique						
BIOLYFE	Chetex Italia	Chetex Italia	Éthanol	Divers	40 000	8,6*
FIBREETOH	UPM	UPM	Éthanol	Fibres	20 000	8,6*
Futurol	Procethol 2G		Éthanol	Coproduits agricoles, forestiers	2 700 137 700	29,9**
KACELLE	Dong Energy	Inbicon	Éthanol	Pailles	20 000	9,1*
LED	Abengoa	Abengoa	Éthanol	Résidus de maïs	50 000	8,6*
GOMETHA	Chetex Italia	Chetex Italia	Éthanol	Divers	80 000	19*
SUNLIQUID	Clariant	Clariant	Éthanol	Divers	60 000	19*

* Financement Programme UE NER300 – ** CSECO

Source : IFPEN, d'après diverses sources

Les algocarburants

On désigne comme troisième génération les biocarburants produits à partir de *biomasse algale autotrophe*, utilisant la photosynthèse, par opposition à l'hétérotrophie qui demande un apport de carbone externe comme le sucre. Certaines espèces d'algues peuvent en effet accumuler le

CO₂ de la photosynthèse sous forme de lipides, dont la teneur peut atteindre 30% de la matière sèche.

La viabilité économique et environnementale de la troisième génération de biocarburants se heurte à de nombreux obstacles technologiques, mais ses bilans environnementaux et énergétiques représentent des enjeux majeurs. L'arrivée des algocarburants sur le marché n'est pas attendue avant 2025 ou 2030.

Algocarburants : le paysage de la recherche française

Une vingtaine de laboratoires français travaillent sur des programmes en lien avec la filière algue et bioénergie. La filière s'est en partie développée au sein de pôles de compétitivité liés aux différentes façades maritimes (*Pôles Mer PACA, Mer Bretagne, Qualitropic*), aux écotechnologies (*Trimatec*), au bioraffinage (*Industries et Agro-ressources - IAR*). Elle se concentre dans quatre régions côtières : Provence-Alpes-Côte d'Azur, Languedoc-Roussillon, Bretagne et Pays de la Loire.

Dans la région Pays de la Loire, les acteurs se sont regroupés autour d'*Atlantpole Blue Coster*. Une quarantaine de laboratoires travaillant sur la thématique ont été identifiés, dont les laboratoires de l'Ifremer et du GEPEA, reconnus internationalement. Le cluster réunit une cinquantaine de PME.

Trimatec, en association avec *Transfer TR*, orienté dans l'innovation et le transfert de technologie, et la chaire *ChemSud*, spécialisé dans la chimie verte, a créé en 2009 le cluster *Algasud* pour structurer et développer la filière sur le pourtour méditerranéen français.

Devant la nécessité de mutualiser les efforts, les pôles *Trimatec, Mer Bretagne et Mer PACA* ont signé un accord national la même année, associant l'Ifremer, le CNRS et le CEAEA. La Convention des Pôles est désormais étendue aux pôles de compétitivité *IAR* et *Qualitropic*. L'action de cette convention vise à valoriser le potentiel des microalgues sur un large panel de marchés industriels émergents : les biocarburants, la remédiation du CO₂, la dépollution des eaux, la chimie verte et l'alimentation animale.

Les projets phares

De nombreux programmes ont été développés : 51 projets étaient répertoriés pour un budget total de 350 millions d'euros depuis 2005 à travers l'ANR, le FUI ou encore Oséo. Cependant, les projets ciblant des thématiques explicitement liées aux biocarburants sont bien moins nombreux, seulement six projets français ont été clairement identifiés : *Shamash* et *Salinalgue* couvrent l'ensemble de la chaîne de valeur ; *Algomics*, *Biosolis* et *Lipalg* se concentrent sur la sélection des souches et l'amélioration des souches et des modes de culture. *Algoraffinerie* est un projet de recherche visant à développer les bases scientifiques pour l'exploitation industrielle de la biomasse microalgale. Ce projet se limitera au fractionnement et à l'extraction des constituants de la biomasse et n'abordera pas leur conversion en produits finis.

Le projet *Eima* porté par la société *Fermentalg* a réuni 14,6 millions d'euros d'aides et d'investissements avec le soutien d'Oséo pour un projet d'envergure d'exploitation industrielle.

Le programme *Investissements d'Avenir Greenstars* sur la valorisation des micro-algues est porté par l'INRA et rassemble 45 partenaires. *Greenstars* a pour ambition de se positionner, d'ici cinq à dix ans, parmi les centres d'excellence mondiaux dans le domaine de la bioraffinerie de micro-algues. Un budget de 160 millions d'euros sur dix ans est initialement prévu.

x. Stratégie Européenne

L'ensemble des éléments de ce chapitre est tiré du « résumé de l'analyse d'impact accompagnant le document Proposition du REGLEMENT DU CONSEIL relatif à l'entreprise commune « Bio-industries » ».

Au sein de l'Union Européenne, les bio-industries représentent actuellement 60 milliards d'euros de chiffre d'affaires (3% de la bioéconomie) et 220 000 emplois (1% de la bioéconomie). Ce secteur devrait enregistrer une croissance plus rapide et plus importante que celle des secteurs traditionnels de la bioéconomie. L'Europe dispose des technologies et de la base industrielle adéquate pour exploiter ce potentiel. Elle doit absolument atteindre les objectifs en matière de changement climatique qu'elle s'est fixés pour 2020 et progresser vers une économie compétitive à faible intensité de carbone à l'horizon 2050.

Etant donné le niveau de concurrence au niveau mondial, de nouveaux investissements dans la recherche, la démonstration et le déploiement des bio-industries sont nécessaires pour continuer à renforcer la position concurrentielle de l'Europe. Le choix de l'UE de développer des bioraffineries dites « avancées » donne aux autres pays l'avantage du premier arrivant, puisqu'ils peuvent atteindre une masse critique dans les bioraffineries « conventionnelles ». L'UE devra par conséquent rattraper et devancer ses concurrents.

L'UE a évalué, à travers ce document, trois options politiques pour la mise en place du programme de recherche et d'innovation pour les bio-industries en vertu du programme-cadre de recherche et d'innovation 2014-2020, « Horizon 2020 ». Ce programme a pour ambition de faciliter les activités de R&I transfrontalières, intersectorielles et interdisciplinaires nécessaires pour créer les chaînes de valeur nécessaires aux bio-industries. Ces trois options s'intitulent :

- « scénario de statu quo », qui repose sur les seuls instruments standard d'« Horizon 2020 ». Il s'agit donc de poursuivre le modèle de recherche collaboratif en y intégrant les améliorations apportées par « Horizon 2020 », comme mettre davantage l'accent sur la démonstration par exemple.
- « PPP contractuel ». Ce modèle est fondé sur un accord contractuel entre la Commission européenne et l'industrie et ne repose pas sur un organe spécifique de l'UE. Il assigne un rôle consultatif fort aux partenaires privés. Le PPP contractuel ne prévoit pas de contribution pluriannuelle en espèces à grande échelle de la part de l'UE, ni l'établissement d'un programme stratégique à long terme.
- Le « PPP institutionnel » implique la création d'une initiative technologique conjointe (ITC), comme le prévoit « Horizon 2020 », lorsque la portée des objectifs poursuivis et le niveau des ressources nécessaires le justifient. L'ITC dispose d'une structure spécifique et de son propre système de gouvernance. Elle offre de plus vastes possibilités pour les contributions financières de l'industrie. Elle prévoit un engagement financier à long terme de l'UE et de l'industrie et repose sur un programme de recherche et d'innovation stratégique à long terme. C'est la seule option comportant un engagement juridiquement contraignant pour l'industrie.

D'après l'étude, ce dernier offre de nets avantages par rapport au PPP contractuel, lui-même plus intéressant, dans une certaine mesure, que le statu quo. La forte position du PPP institutionnel vient de sa capacité à mobiliser davantage de ressources pour les projets grâce à

la contribution significative de l'industrie. Cette structure offrirait un cadre stable avec les garanties à long terme essentielles pour réduire les risques et inciter l'industrie à s'engager, non seulement en termes de ressources de R&I mais également pour les investissements dans des activités et infrastructures de démonstration coûteuses. Les conditions offertes par le PPP institutionnel ont poussé l'industrie à s'engager pour une part égale à celle de la contribution de l'UE, de 1 milliard d'euros, pour les activités de R&I, et à mobiliser un montant supplémentaire de 1,8 milliard d'euros (à titre indicatif) pour les installations de démonstration et les bioraffineries pionnières.

Par rapport au statu quo ou au PPP contractuel, le PPP institutionnel encourage une participation beaucoup plus forte de l'industrie. Sa structure permettrait de remédier à la fragmentation en facilitant les liens intersectoriels et paneuropéens d'un bout à l'autre des chaînes de valeur, ce dont profiteraient particulièrement les PME. Ces liens sont nécessaires pour le succès de l'application des nouvelles technologies et pour la résolution des problèmes en matière d'innovation. Les possibilités d'obtenir des niveaux de maturité technologique élevés sont nettement plus étendues pour le PPP institutionnel que pour les deux autres options, grâce à l'engagement fort de l'industrie. C'est pourquoi le PPP institutionnel contribue de façon beaucoup plus efficace à réduire le retard en matière d'innovation que le statu quo ou le PPP contractuel.

Il offre en outre un avantage, quoique modéré, en termes d'efficacité de sa structure de gouvernance. Il sera également positif sur le plan de la cohérence avec les programmes nationaux et régionaux puisqu'il prévoit la participation de leurs acteurs à son comité consultatif et leur consultation sur le déploiement.

Globalement, les meilleurs résultats du PPP institutionnel lui confèrent un net avantage par rapport aux défis à relever par les bio-industries en matière de technologies et d'innovation, qui devraient se traduire par un déploiement des technologies à plus grande échelle et par un raccourcissement des délais de commercialisation. Étant donné que la génération d'incidences environnementales, économiques et sociales positives par les bio-industries dépend du déploiement de ces dernières, le PPP institutionnel est l'option qui contribuera le plus largement aux objectifs d'Europe 2020 pour une croissance intelligente, durable et inclusive. Parmi les incidences figure la création de nouvelles chaînes de valeur à bon rapport coût-efficacité et efficaces au sein desquelles de la biomasse d'origine durable est transformée en bioproduits et en biocarburants à valeur ajoutée par des processus économes en ressources et respectueux de l'environnement, porteurs d'avantages pour tous les acteurs du marché concernés et pour les consommateurs.

L'avancement et l'efficacité de l'ITC au titre du PPP institutionnel seront contrôlés attentivement, à l'aide de trois niveaux d'indicateurs de performance clés utilisés pour mesurer la progression de la mise en œuvre des objectifs fixés dans la partie 3 à divers endroits, ainsi qu'à l'aide d'indicateurs de performance clés relatifs à l'efficacité, à l'efficacité et au programme «Horizon 2020».

La bonne gouvernance de l'ITC sera contrôlée au regard des éléments suivants: ouverture et transparence des procédures, prévention des conflits d'intérêts et audits financiers. Les résultats du suivi interne seront publiés dans un rapport d'activité annuel.

La nature et le niveau de la contribution de l'industrie seront contrôlés par la Commission annuellement, de manière à garantir que le budget de R&I reçoive le soutien nécessaire de la

part des partenaires tant publics que privés. Si nécessaire, des mesures correctrices seront appliquées. Une évaluation à mi-parcours et une autre en fin de parcours (comme à l'ordinaire pour les ITC) seront réalisées, de même que deux autres évaluations, trois ans et six ans respectivement après le terme de l'ITC.

Le suivi devrait être soutenu par les activités de l'Observatoire de bioéconomie, qui est en cours de création dans le cadre de la stratégie de bioéconomie européenne.

xi. Soutien politique à la filière

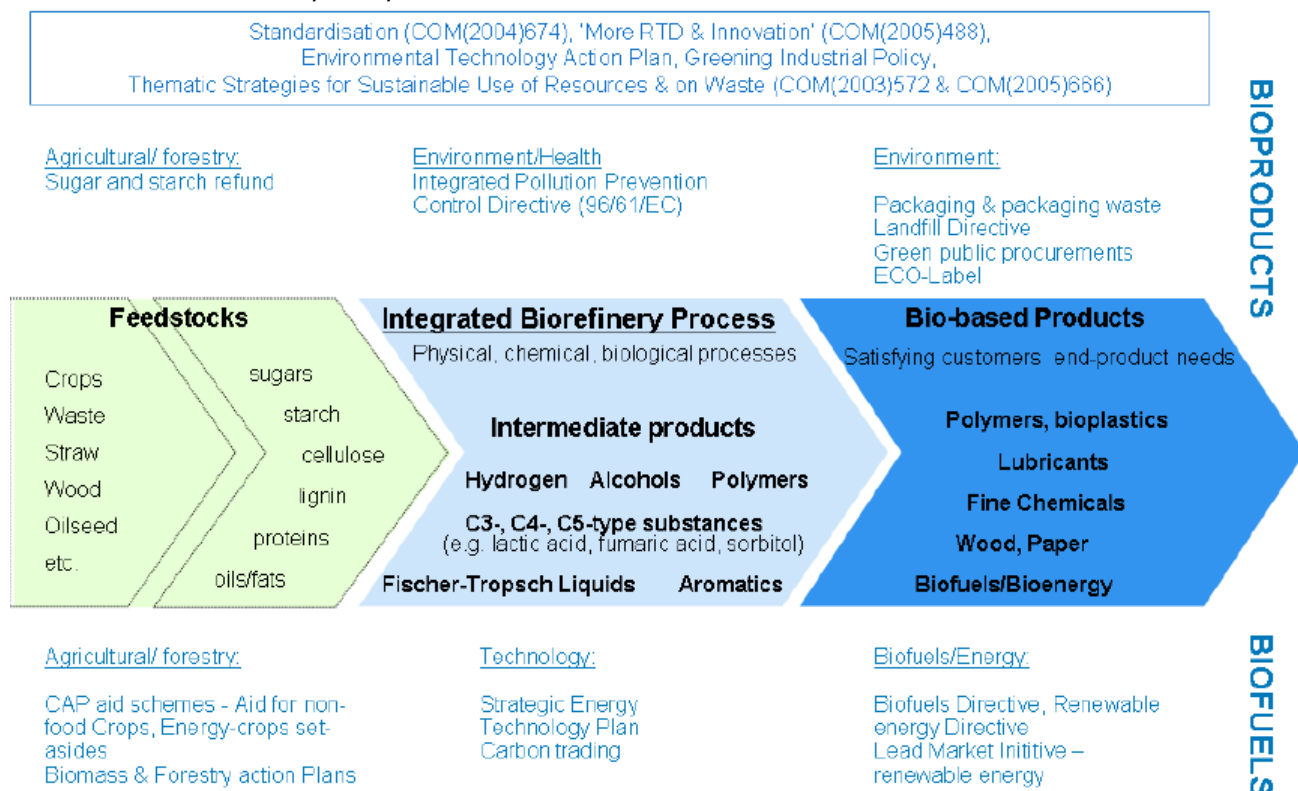


Figure 59 : Exemples d'actions politiques et de législation de soutien à la filière - Source biopol

Comme l'on peut le voir sur ce document (fig.59), l'Union Européenne propose des aides à la production de biocarburant sur l'ensemble de la chaîne de production des biocarburants (la production de biomasse, la bioraffinerie, et la synthèse de biocarburants) par des plans d'objectifs ou des incitations financières. Trois catégories sont visées :

- **la production agricole et forestière de biomasse**
 - Subventions aux agriculteurs, via la PAC, ou aux forestiers impliqués dans la fourniture de bois énergie
 - Aides aux cultures énergétiques non alimentaires
 - Plans d'action biomasse
- **la technologie**
 - Plans stratégiques sur le développement technologique des procédés
 - Système d'achat/vente de quotas du carbone
- **Les biocarburants et l'énergie**

- La directive biocarburants 2003/30/EC
- La directive énergie renouvelable 2009/28/CE

A noter que les aides apportées sur les bioproduits, citées sur ce schéma, qui ne seront pas décrites dans ce rapport, aident également à augmenter l'intérêt économique pour cette filière et donc à la pérenniser.

xii. La mobilisation de la ressource

Du point de vue de la typologie de bioraffinerie, en lien avec la mobilisation de la ressource, il existe deux modèles principaux : le modèle privilégié en France est celui de **l'intégration de la bioraffinerie au territoire**. Elle est située à proximité des sources de biomasse, son approvisionnement cherche à être le plus local possible pour être durable et économiquement viable, et vise de même à répondre au maximum à une demande de proximité. Elle vise à limiter les conditionnements, les transports et la manutention. La capacité de production du site industriel est donc limitée, de l'ordre de 100.000 tonnes par an de matières brutes agricoles et forestières. La création de chaîne d'approvisionnement en biomasse et de réseaux de bioraffineries locales et régionales permet de créer de nouveaux emplois et de générer des revenus pour les communautés rurales. Elle s'oppose au **modèle « Hollandais »** de bioraffinerie centralisée. Possédant peu de ressource biomasse sur son territoire national, elle recourt aux importations massives rendues possible par ses importantes infrastructures portuaires alliées au très faible coût du transport maritime, estimé à 0,1 centime d'euro par tonne et par kilomètre, à comparer avec les 7 centimes d'euros par tonne et par kilomètre du transport routier. Elle profite également des réseaux européens de distribution de produits intermédiaires et finis. Ce modèle ne peut fonctionner que si les capacités des bioraffineries sont très importantes, de 500.000 à un million de tonnes par an.

Il n'existerait pas aujourd'hui de modèle particulier pour l'approvisionnement en biomasse. A titre d'exemple, SOFIPROTEOL, une société anonyme issue du regroupement de producteurs d'oléagineux et de protéagineux et leader français de leur valorisation en biodiesel, a adopté un système original pour l'approvisionnement de ses sites. Elle n'est pas présente au niveau terrain, et fait participer des coopératives agricoles partenaires. Ces dernières se chargent de récupérer la biomasse auprès des agriculteurs adhérents ou partenaires et jouent le rôle d'intermédiaire entre ces derniers et les sites industriels estampillés SOFIPROTEOL.

Quelques tendances lourdes se dégagent sur la filière G2 : le prix de la ressource et la concurrence entre filières sont deux facteurs majeurs déterminant le type d'approvisionnement ; les coproduits sont une ressource incontournable des approvisionnements bioénergies, mais leur disponibilité n'est pas suffisante pour l'approvisionnement ; les cultures dédiées pérennes, avec un prix plus élevé que celui des pailles, sont mobilisées dans un second temps. L'utilisation de miscanthus est actuellement plus chère, elle ne peut pousser que dans certaines régions, mais elle peut représenter une source continue d'approvisionnement qui peut être une sécurité. En revanche, les conséquences à long terme de la collecte de la biomasse, particulièrement forestière, ne sont pas encore connues, notamment sur l'état des sols et de l'eau.

En conclusion, c'est le coût global du processus qui est la clé du développement de la filière des biocarburants de seconde génération, plus que la question de l'approvisionnement. L'utilisation des terres, la volonté des fermiers et des responsables politiques joueront également un rôle prépondérant. Enfin, il se pourrait que les aides aux biocarburants de première génération

disparaisse ou viennent à être redistribués sur ceux de seconde génération. Un mix des deux pourrait voir le jour en 2015.

Le coût des intrants

La biomasse représente l'un des postes de dépense les plus importants pour la production de biocarburants de seconde génération. Il semblerait à la lumière de différentes études que la biomasse lignocellulosique coûte moins cher et soit plus facilement mobilisable que celle utilisée lors de procédés de première génération. Hamelinck et Faaij (2006) ont notamment précisé que le coût des intrants représente en moyenne 45 à 58% des coûts totaux de production de biocarburants de seconde génération.

Dans ce paragraphe seront présentés plusieurs exemples de prix de la biomasse et du coût de production d'éthanol associé. Les données présentées dans les tableaux 36 à 38 et à la figure 63, tirées d'une étude intitulée « Second-Generation Biofuels » proviennent du groupe de la Banque Mondiale. Elles montrent les prix de la biomasse la plus couramment utilisée dans les bioraffineries et les estimations des coûts de production du biocarburant de seconde génération associée en 2010. Les estimations existantes des coûts de production, de livraison et de stockage varient largement selon les sources. Ce fait n'est pas surprenant connaissant le manque de retours d'expérience de site de production à échelle commerciale.

Les résidus de culture

Le prix du blé et de l'orge varie significativement entre les différents états de l'UE. Ressource majoritairement importée aux Pays-Bas, par exemple, la paille s'y négocie vers les 110 – 120 €/t, à comparer avec les 60 – 80€/t dans le reste de l'Europe Occidentale. En Europe du Sud ou de l'Est, où la main d'œuvre est meilleure marché, ces prix peuvent descendre jusqu'à 25 – 40 € la tonne.

Dans les cas où les résidus de céréales sont valorisés par cogénération, les acheteurs ont développé des contrats de long-terme avec les fournisseurs, garantissant une certaine sécurité pour les agriculteurs. En contrepartie, le tarif d'achat peut être de 20 à 30€ moins cher par tonne que le marché « classique ». Le développement des biocarburants de seconde génération crée l'opportunité de structurer plus efficacement les chaînes d'approvisionnement.

Les coûts de mobilisation de la ressource, de son transport et ceux associés à l'achat de fertilisant pour compenser l'appauvrissement des sols reviennent à 30 – 40€/t. La marge pour les agriculteurs, presque nulle en Europe de l'Est ou du Sud, devient intéressante là où les prix se négocient au plus haut.

Tableau 44 : coûts estimés des résidus de culture à usage de la bioraffinerie et du biocarburant associé – Source : The World Bank

Source	Feedstock	Estimated cost ^a	
		\$/ton	\$/lt ethanol
Gallagher et al. (2003)	Corn stover	17.13-18.21	0.0591-0.063
Perlack & Turhollow (2003)		43.10-51.60	0.149-0.178
Petrolia (2008)		57-69 ^b	0.188-0.224
Petrolia (2006)		38-43	0.131-0.148
Tokgoz et al. (2007)		76.00	0.262
Frederick et al. (2008)		54.67	0.189
Gallagher et al. (2003)	Winter wheat, continuous	20.16-28.04	0.070-0.097
Gallagher et al. (2003)	Winter wheat, fallow	38.18	0.132
Gallagher et al. (2003)	Spring wheat, continuous	24.17	0.083
Gallagher et al. (2003)	Sorghum	21.25-23.16	0.079-0.086
Gallagher et al. (2003)	Barley	21.78	0.070
Gallagher et al. (2003)	Oats	23.18	0.089
Gallagher et al. (2003)	Rice	25.21	0.090

Source: Elaborated by authors. See Table 1 for yields used to convert \$/ton to \$/lt. ^a Inflation adjusted to 2008. ^b These numbers are for a 50 million gallon a year plant. Costs between \$55 and \$93 per ton were obtained by varying the plant size and the harvesting method.

Il ressort de ce tableau divers éléments. Il présente de grandes disparités de prix selon les sources, dues à différentes hypothèses de calcul, comme les rendements de conversion, les besoins de stockage, les marges générées... A titre d'exemple, l'estimation de Gallagher et al. (2003) inclut seulement la collecte de la biomasse, le transport et les coûts de fertilisation, et ne prend pas en compte son acquisition, son stockage et des coûts supplémentaires pour la détourner de son usage actuel. Il ressort toutefois que le blé est la céréale la plus chère à la tonne, de deux à trois plus que les autres espèces comme le maïs, le blé ou le riz. Le prix de l'éthanol qui en est issu est également le plus important, de 0,149 à 0,262 dollar le litre, contre une échelle allant de 0,070 à 0,132 dollar le litre d'éthanol selon la ressource concernée.

Les résidus forestiers

Tableau 45 : Coûts de cultures lignocellulosiques à usage de la bioraffinerie et des biocarburants associés – Source : The World Bank

Source	Feedstock	Estimated cost	
		\$/ton	\$/lt ethanol
NREL (1998)	Hardwood primary mill residue	33.9	0.113
NREL (1998)	Softwood primary mill residue	34.6	0.115
NREL (1998)	Hardwood secondary mill residue	30.5	0.102
NREL (1998)	Softwood secondary mill residue	30.4	0.102
Junginger et al. (2005) ^a	Primary forest fuel (residues)	27	0.09
Frederick et al. (2008)	Yellow poplar	48.1	0.160
Frederick et al. (2008)	Loblolly pine	67.0-71.5	0.22-0.24
Manzone et al. (2009) ^b	Poplar	110-132	0.365-0.438

Source: Elaborated by the authors. ^a Original reported in 2002 euros/Gj, and was converted using 21.1 Mj/lt of ethanol (LHV) a yield of 300lt/ton of forest residues, an exchange rate of 1.08 euros/dollar, and updated to 2008 dollars using the GDP deflator (multiplied by 1.175). ^b Under conditions in Italy; original in euros/ton, converted with an exchange rate of 0.68 euros/dollar and 300lt of ethanol per ton of biomass.

Les coûts de production de l'éthanol issu de ressource forestière est dans l'ensemble supérieur à celui provenant des résidus de culture, à l'exception du maïs. Les résidus de l'industrie du bois permettent de produire un éthanol à environ 0,110 dollar le litre, alors que dans le cas des cultures énergétiques forestières, peuplier, certaines espèces de pins..., ce prix peut attendre de 0,160 à 0,438 dollar le litre.

Les cultures énergétiques

Tableau 46 : Coûts estimés de cultures énergétiques à usage de la bioraffinerie et des biocarburants associés – Source : The World Bank

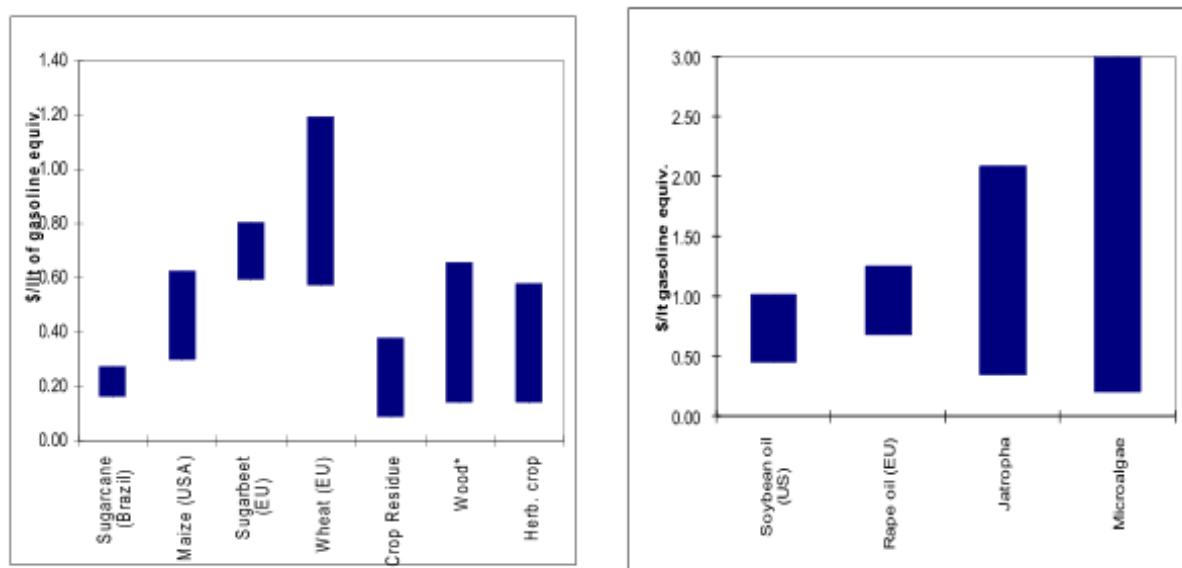
Source	Feedstock	Estimated cost ^a	
		\$/ton	\$/lt ethanol
Eplin et al. (2007)	Switchgrass	50-67	0.167-0.222
Graham et al. (2000)	Switchgrass	44-71	0.147-0.237
Pimentel and Patzek (2005)	Switchgrass	29	0.097
Mapemba et al. (2007)	Grassy biomass	27-59	0.090-0.197
Duffy (2007)	Switchgrass	116	0.387
Babcock et al. (2007)	Switchgrass	92-121	0.307-0.402
Vadas et al. (2008)	Switchgrass	56-60	0.187-0.200
Hallam et al. (2001)	Switchgrass	56-67	0.187-0.223
Perrin et al. (2008)	Switchgrass	46-88 ^b	0.153-0.293 ^b
Vadas et al. (2008)	Alfalfa	77-90	0.257-0.3
Hallam et al. (2001)	Alfalfa	78-83	0.26-0.277
Hallam et al. (2001)	Reed canarygrass	65-98	0.217-0.327

^a Inflation adjusted to 2008. ^b Does not include transportation costs to the biorefinery.

Comme indiqué à de nombreuses reprises dans ce rapport, les procédés industrielles de conversion de la biomasse non-alimentaire en biocarburants est sur la voie de la maîtrise, mais

ne sont pas encore suffisamment rentables pour une utilisation industrielle large. Les coûts de synthèse relativement élevés de l'éthanol à partir des cultures énergétiques type *Panic érigé* (switchgrass) ou *Alpiste faux-roseau* (*Reed canary grass*), de 0,090 à 0,402 dollar le litre, en sont symptomatiques. Ils sont en moyenne bien plus chers que ceux de l'éthanol issu de résidus de cultures agricoles et forestières.

En guise de conclusion, la figure 60 ci-dessous représente les fourchettes de prix des différents types de biomasse selon des études représentatives pour une même quantité de biocarburant produite. On remarque notamment qu'en moyenne, la biomasse alimentaire utilisée pour la fabrication de biocarburants de première génération est moins chère, de 0,20 dollar à 1,20 dollar par litre de biocarburant produite. Enfin, l'incertitude sur les prix est beaucoup plus importante sur la biomasse de deuxième génération, du fait qu'il n'existait pas de véritable site industriel en 2010, date de l'étude, et qu'il n'en existe encore que quatre ou cinq aujourd'hui.

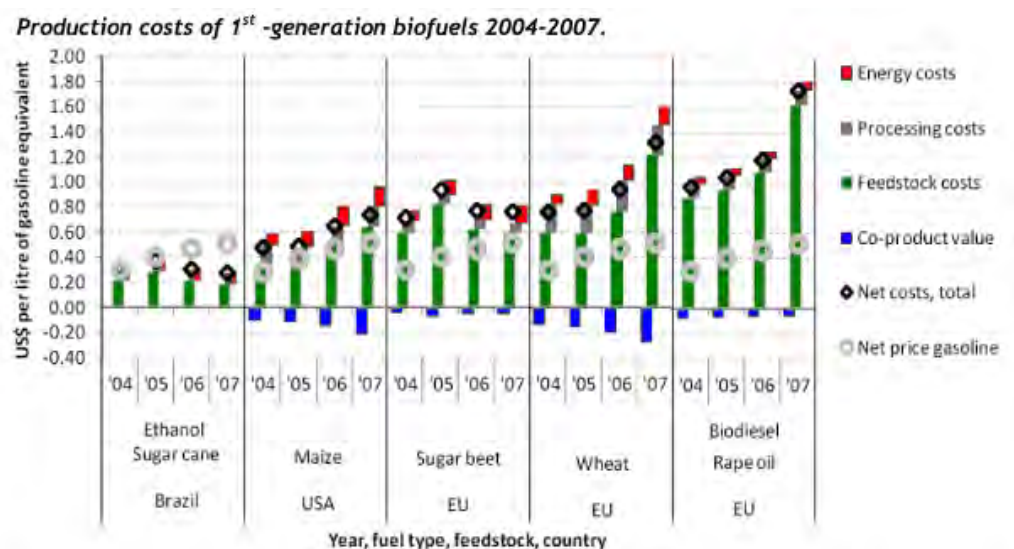


Source: ^a For cellulosic ethanol, a yield of 0.3 liters/ton of feedstock is assumed (see Table 1). A one to one conversion was assumed for vegetable oils into biodiesel. * Includes forest residues and dedicated woody energy crops. Feedstock costs for first-generation ethanol were obtained from IEA (2008) for the 2005-2007 period (co-product credits are not assigned). Rapeseed oil and soybean oil prices are from FAPRI (2009) for the 2005-2007 period.

Figure 60 : Variation des prix de biomasse pour les biocarburants de 1^{ère} et la 2^{ème} génération – Source : The World Bank

xiii. Coûts de production des biocarburants

La figure 61 met en exergue les coûts de production de biocarburants de première génération pour différentes biomasses. Les sources, de 2008, sont relativement anciennes et notamment antérieures à la crise de 2011 de la récolte de canne à sucre au Brésil. Elles servent surtout à comparer les coûts de production de ces biocarburants et à décomposer les principales postes de dépense.



Source: Data from Aglink-Cosimo database, LMC International, IEA and other sources. The co-product value of exported electricity generated from bagasse in some plants in Brazil is not shown.

Figure 61 : Coûts de production des biocarburants de première génération entre 2004 et 2007

D'après cette figure, les deux éléments influençant le plus les coûts de production des biocarburants de première génération sont le coût de la biomasse et les coûts énergétiques des procédés. Les biocarburants sont également plus chers à produire que les carburants classiques, essence et diesel, à l'exception notable de l'éthanol brésilien produit à partir de canne à sucre. Ce fait est dû que le Brésil a été capable de mettre en place des procédés pouvant moduler la production d'éthanol et de sucre, permettant ainsi d'équilibrer l'offre à la demande et d'éviter l'escalade des prix de la ressource.

L'International Energy Agency (IEA) a également développé des projections de coûts basées sur une potentielle pénétration du marché pour 2050 des biocarburants de seconde génération. Ceux-ci vont dépendre des prix de la biomasse, des économies d'échelle réalisées sur des sites commerciaux de grande taille, l'intégration de nouvelles technologies et des retours d'expérience. D'après ces extrapolations, les coûts de production de l'éthanol de seconde génération s'élèveront en 2020 à 0,65 - 0,75 dollar par litre d'essence équivalent. Il est important de noter que les hypothèses sous-jacentes sont très ambitieuses, avec notamment une réduction des émissions de GES de 50% d'ici 2050, une accélération brutale de la production de biocarburants d'ici 2030, pour atteindre 26% de la demande en carburants pour les transports en 2050. Un développement plus lent impliquerait des coûts plus élevés que ceux présentés ici. Mais dans ces conditions, il semblerait que les biocarburants de seconde génération seront à terme meilleurs marchés que ceux de première génération.

Tableau 47 : Coûts de production des biocarburants de seconde génération entre 2010 et 2050 - Source : IEA (2008)

Lignocellulosic conversion technology	Assumptions	Production cost-		
		By 2010 USD /lge	By 2030 USD /lge	By 2050 USD /lge
Bio-chemical ethanol	Optimistic	0.80	0.55	0.55
	Pessimistic	0.90	0.65	0.60
BTL diesel	Optimistic	1.00	0.60	0.55
	Pessimistic	1.20	0.70	0.65

c. Analyse du potentiel

Ce chapitre sera divisé en deux sous-parties : dans la première seront présentées les quantités de ressources potentiellement mobilisables et de biocarburants associés. Puis, dans la seconde, différentes estimations réalisées par ANCRE, l'ADEME et GDF SUEZ seront comparées.

Le tableau 48 permet de comparer les caractéristiques structurelles et énergétiques de différentes cultures : paille de blé, d'orge, de maïs, de canne à sucre... Toutes les céréales présentent des rendements en production potentielle de biocarburants à peu près équivalents, de l'ordre de 200 à 400 litres par hectare de culture. La canne à sucre, dont le rendement massique de culture est bien plus important que pour les céréales, permet d'obtenir plus de 3,000 litres par hectare.

Tableau 48 : Composition et rendements de différents cultures - Source : The World Bank

	Residue /crop ratio	Crop Dry matter (%)	Lignin (%)	Carbohydrates (%)	Biofuel yield (L kg ⁻¹ of dry biomass)	Yield (kg/ha)	Biofuel yield lt/ha
Barley straw	1.2	88.7	9.0	70.0	0.31	1,184	367
Corn stover	1.0	86.2	18.7	58.3	0.29	1,734	503
Rice straw	1.4	88.6	7.1	49.3	0.28	1,399	392
Sorghum straw	1.3	89.0	15.0	61.0	0.27	736	199
Wheat straw	1.3	89.1	16.0	54.0	0.29	1,413	410
Sugarcane bagasse	0.6	26.0	14.5	67.2	0.28	11,188	3,133

Source: NRC (1958), EIA (2001), Kim and Dale (2004), and US DOE (2008a). Potential biofuel yields are estimated from the "Theoretical Ethanol Yield Calculator" (US DOE 2008b). Biofuel per hectare is calculated from average world yields.

A partir de ces données, le tableau 49 met en exergue les potentiels de production par continent de chacun de ces intrants potentiels, et la quantité de biocarburants associée.

Tableau 49 : Potentiels de disponibilité de résidus de culture et de production de biocarburants à l'échelle continentale – Source : The World Bank

Unit: million tons for feedstock; billion liters for biofuels

	Corn Stover		Sorghum Straw		Barley Straw	
	Feedstock	Biofuel	Feedstock	Biofuel	Feedstock	Biofuel
Asia	80.18	23.25	3.68	0.99	2.47	0.77
Africa/Middle East	8.79	2.55	0	0	6.80	2.11
CIS	6.18	1.79	0	0	14.87	4.61
European Union	20.94	6.07	0	0	27.03	8.38
Other Eastern European Countries	1.28	0.37	0	0	0	0
Latin America	34.17	9.91	1.46	0.39	1.09	0.34
North America	135.37	39.26	7.90	2.13	8.02	2.49
Oceania	0	0	0.99	0.27	3.18	0.99
ROW	2.87	0.83	10.51	2.84	0.63	0.19
Total	289.78	84.04	24.55	6.63	64.08	19.86

Source: ROW=rest of the world.

	Rice Straw		Wheat Straw		Sugarcane Bagasse	
	Feedstock	Biofuel Production	Feedstock	Biofuel Production	Feedstock	Biofuel Production
Asia	489.69	137.11	105.42	30.57	101.87	28.52
Africa/Middle East	13.01	3.64	30.45	8.83	5.54	1.55
CIS	0	0	51.26	14.86	0	0
European Union	2.13	0.60	68.60	19.90	0	0
Other Eastern European Countries	0	0	0.69	0.20	0	0
Latin America	13.98	3.91	11.51	3.34	136.37	38.18
North America	8.78	2.46	41.97	12.17	12.70	3.56
Oceania	0	0	11.28	3.27	5.92	1.66
ROW	37.41	10.47	1.51	0.44	0	0
Total	565.00	158.20	322.69	93.58	262.40	73.47

Source: Elaborated by the authors. ROW=rest of the world.

Au niveau mondial, l'étude « *Second-Generation Biofuels, Economics and Politics* » estimait à 1,5 milliard de tonnes la quantité de résidus disponibles pour un usage en bioraffinerie compte tenu des contraintes environnementales, et à 436 milliards de litres la production de biocarburants à moyen terme.

L'Asie regroupe la moitié du potentiel mondial avec 220 milliards de litres, principalement produits à partir de paille de riz (137 milliards de litres, soit 62%).

Viennent ensuite l'Amérique du Nord et l'Amérique Latine, pouvant produire respectivement 62 milliards et 56 milliards de litres de biocarburants. Pour le premier cité, la biomasse présentant le potentiel le plus important sont les résidus agricoles de maïs, avec 40 milliards de litres (63%) ; alors qu'il s'agit de la canne à sucre pour l'Amérique Latine, d'un potentiel de 38 milliards de litres (68%).

L'Union Européenne se situe au pied du podium et est le dernier continent présentant un potentiel significatif. Celui-ci s'élève à 34 milliards de litres, dont 20 milliards seraient produits à partir de paille de blé, soit 58%.

Ressources en paille

Les quantités de biomasse sont importantes en Europe. Il reste qu'il est important de pouvoir discerner la part de la biomasse qui soit réellement mobilisable pour des projets de bioraffineries. C'est dans les calculs permettant de déterminer les quantités non valorisées de biomasse que se situent la plupart des différences de valeurs entre les sources.

La figure 62, issu de l'étude BIOCORE mené par l'INRA portant sur la conception et l'analyse de la faisabilité industrielle d'une bioraffinerie de seconde génération, présente le tonnage de paille récoltable dans l'Union Européenne. Il s'élève à 215 millions de tonnes de matière sèche, dont 50% pour la France, l'Allemagne et l'Ukraine, dont la production s'élèverait entre 25 et 40 millions de tonnes. La moitié de ce potentiel correspond à de la paille de blé, 25% pour la paille d'orge et 25% pour la paille de maïs.

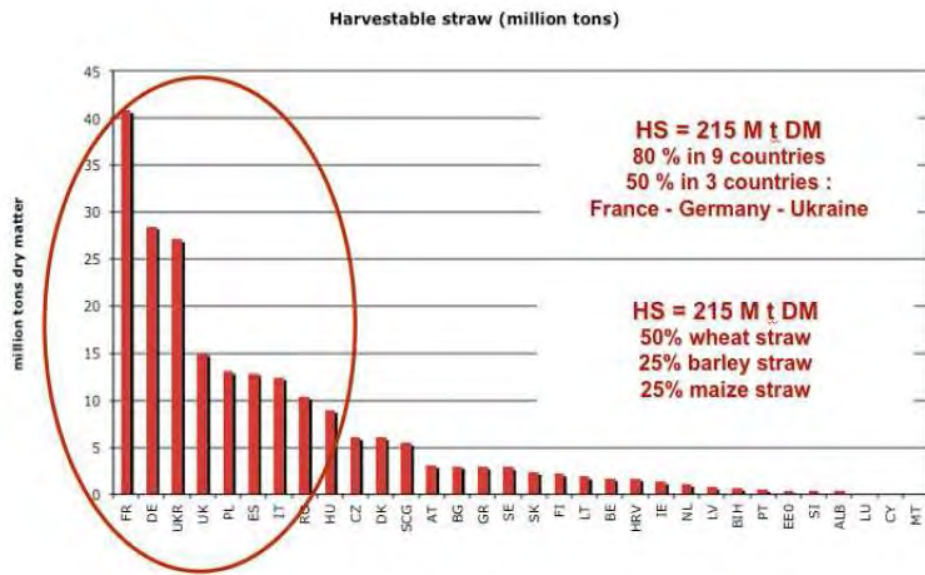


Figure 62 : Quantité de paille récoltable (millions de tonnes) – Source : BIOCORE

Le tableau 50 donne une vision plus précise des quantités de paille récoltable, pays par pays de l'Union Européenne, et par type de paille. Le tableau 51 zoome sur les régions françaises.

Tableau 50 : quantité annuelle de paille (kilotonnes de matière sèche) récoltable en Europe par pays et par culture – Source : BIOCORE

	Barley	Durum wheat	Maize	Rye	Soft wheat	Total
AT	707	57	1 076	135	1 107	3 082
BE	237	-	362	2	1 121	1 721
BG	594	31	556	10	1 832	3 022
CY	51	6	-	-	-	58
CZ	1 786	-	293	238	3 769	6 087
DE	9 069	33	2 289	2 400	14 681	28 472
DK	2 629	-	-	105	3 346	6 079
EE	233	-	-	39	156	428
ES	6 169	1 429	2 151	121	3 010	12 880
FI	1 554	-	-	46	603	2 203
FR	7 588	1 586	7 638	107	23 895	40 815
GR	216	1 243	1 121	25	350	2 955
HU	960	31	4 066	83	3 842	8 981
IE	837	-	-	-	506	1 343
IT	959	3 514	5 473	7	2 442	12 394
LT	724	-	6	110	1 047	1 888
LU	39	-	1	5	56	101
LV	253	-	-	79	467	800
MT	-	-	-	-	-	-
NL	213	-	146	8	745	1 113
PL	2 833	-	968	2 641	6 629	13 070
PT	46	49	323	19	102	538
RO	784	6	4 759	30	4 818	10 397
SE	1 145	-	-	104	1 645	2 894
SI	49	-	171	2	108	331
SK	600	18	495	54	1 210	2 378
UK	5 167	-	-	-	9 848	15 015
UKR	7 920	-	4 366	752	14 056	27 094
HRV	-	-	1 098	-	611	1 709
BIH	-	-	492	-	204	696
SCG	-	-	3 631	-	1 849	5 480
ALB	-	-	121	-	208	330
Total	53 361	8 003	41 605	7 122	104 261	214 351

Tableau 51 : quantité annuelle de paille (kilotonnes de matière sèche) récoltable en France par région et par culture – Source : BIOCORE

NUTS 2 Code	Barley	Durum wheat	Maize	Rye	Soft wheat	Total
FR10	327	15	159	3	1 259	1 763
FR21	1 278	3	211	1	2 023	3 515
FR22	562	1	196	3	2 692	3 455
FR23	272	0	43	1	1 284	1 600
FR24	1 160	373	635	31	3 503	5 703
FR25	171	1	82	1	985	1 241
FR26	839	1	212	8	1 513	2 573
FR30	337	-	64	1	1 407	1 808
FR41	699	-	53	2	1 082	1 835
FR42	22	-	730	1	198	950
FR43	149	0	133	5	308	596
FR51	184	121	568	7	1 725	2 604
FR52	304	-	554	2	1 432	2 293
FR53	420	139	790	3	1 766	3 118
FR61	82	2	1 510	1	410	2 006
FR62	305	485	854	4	858	2 506
FR63	51	-	20	5	86	162
FR71	184	30	621	9	486	1 330
FR72	115	-	164	14	464	758
FR81	19	243	11	4	11	288
FR82	23	158	22	1	13	217
FR83	1	-	4	-	0	5
FR91	-	-	0	-	-	0
FR92	-	-	-	-	-	-
FR93	-	-	-	-	-	-
FR94	-	-	1	-	-	1
Total	7 505	1 572	7 638	106	23 507	40 329

On retrouve en tant que principales régions potentiellement pourvoyeuses de pailles en France les trois grandes régions agricoles céréalières : le Centre principalement (FR24) avec 5,7 millions de tonnes de matière sèche de paille, la Champagne-Ardenne (FR21) et la Picardie (FR22) avec 3,5 millions de tonnes.

La figure 63 se distingue des tableaux et figures précédentes en ce qu'elle présente non plus la quantité de paille récoltable, mais celle mobilisable pour une utilisation en bioraffinerie. Dans le trio de tête, l'Ukraine (7 millions de tonnes) dépasse l'Allemagne (6 millions de tonnes), mais reste derrière la France (8 à 9 millions de tonnes). Il semblerait le taux de mobilisation soit compris entre 20 et 25% de la quantité récoltable.

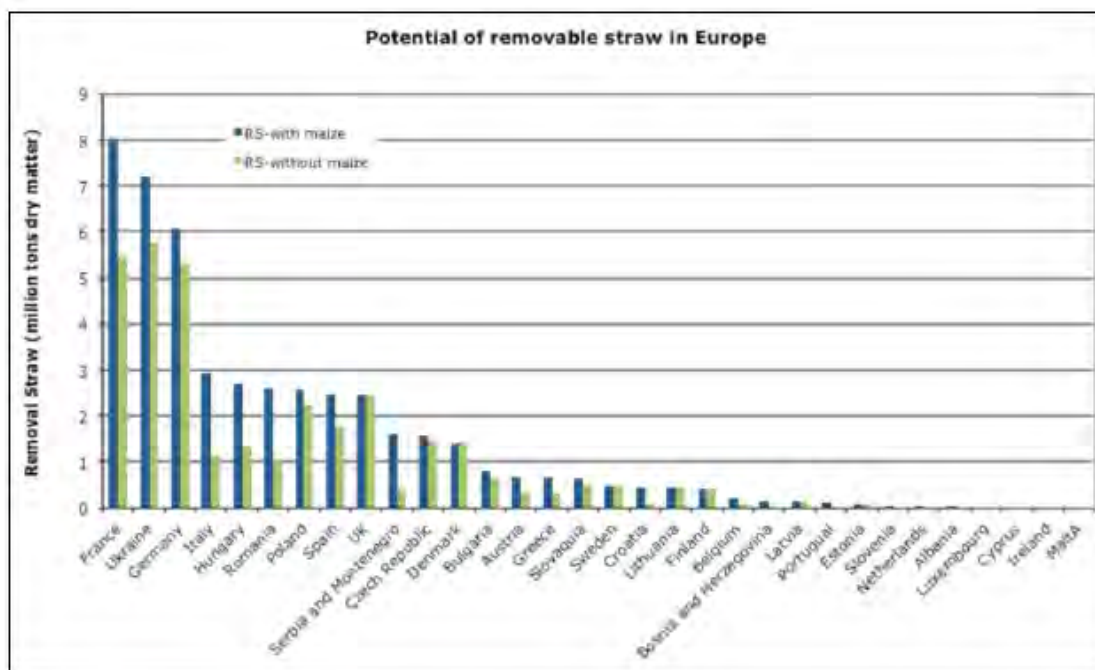


Figure 63 : Quantité annuelle de paille mobilisable (millions de tonnes de matières sèches) en Europe par pays – Source : BIOCORE

La figure suivante représente la densité régionale de disponibilité de la paille. Plusieurs larges secteurs géographiques ressortent : le nord de la France, l’est de l’Angleterre, les länder du sud de l’Allemagne, une zone s’étalant de la République Tchèque à l’Ouest de la Roumanie en passant par la Slovaquie et la Hongrie, et un secteur comprenant le nord de l’Allemagne et le Danemark.

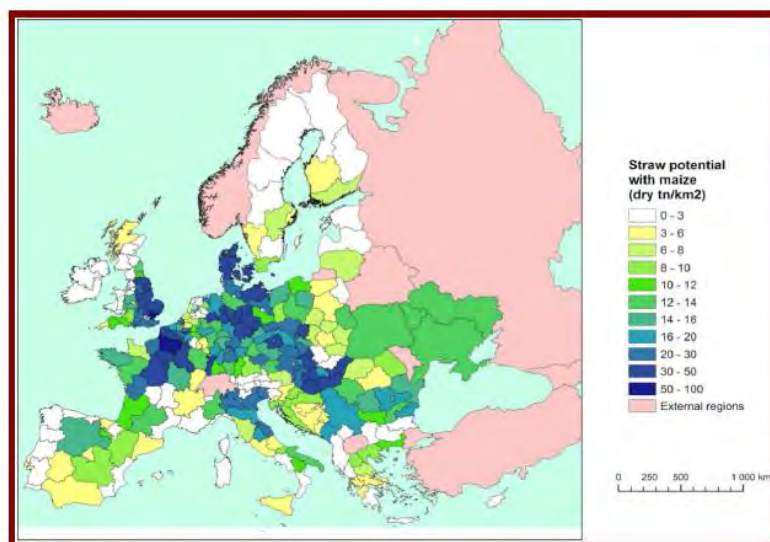


Figure 64 : quantité annuelle de paille mobilisable à une échelle régionale (NUTS 2) en Europe - Source : BIOCORE

A une échelle française (Tableau 52), les principales régions où de la ressource en paille est mobilisable à des fins énergétiques sont les grandes régions céréalières précédemment citées, à savoir la région Centre, la Champagne-Ardenne et la Picardie.

Tableau 52: quantité annuelle de paille mobilisable (kilotonnes de matière sèche) en France - Source : BIOCORE

NUTS 2 code	Potential of removable straw (without maize)	Potential of removable straw (with maize)
FR10	520	572
FR21	904	974
FR22	912	976
FR23	320	334
FR24	1 478	1 688
FR25	82	109
FR26	390	460
FR30	367	388
FR41	296	313
FR42	36	277
FR43	48	92
FR51	235	422
FR52	244	427
FR53	504	764
FR61	-	498
FR62	273	554
FR63	-	7
FR71	40	244
FR72	-	54
FR81	46	49
FR82	32	40
FR83	-	1
FR91	-	0
FR92	-	-
FR93	-	-
FR94	-	0
Total	6 725	9 246

Ce taux de 25% de biomasse mobilisable par rapport à la biomasse cultivable est principalement dû à deux éléments : aux modes de valorisations déjà existantes de ces ressources, comme les fourrages ou l'alimentation animale par exemple, et aux bonnes pratiques agricoles dictées par des préoccupations environnementales et de rendements à moyens et longs termes.

Il est par exemple conseillé par l'UE, dans le cadre d'une agriculture raisonnée et d'une bonne gestion des terres agricoles, de laisser un tiers des résidus sur le champ pour maintenir l'humidité, réduire l'érosion, protéger le carbone du sol, sa structure et ses nutriments. Cette valeur est un repère et est à moduler en fonction des caractéristiques locales du terrain. Une note de synthèse, intitulée « *Wasted, Europe's untapped resource, An Assessment of Advances Biofuels from Wastes & Residues* », datée de 2014, estime qu'un autre tiers des résidus est actuellement voué à des usages différents (litière, alimentation animale...). Basée sur les données du FAOSTAT, le département statistique de la *Food and Agriculture Organization*, sur la période 2002 - 2011, elle estime qu'au total près de 122 millions de tonnes de résidus de culture qui restent actuellement mobilisables. Ainsi, seul un tiers des résidus est utilisable en bioraffinerie. Cette valeur n'est pas si éloignée de l'estimation de 25% faite dans ce rapport.

D'après BIOCORE, 47 millions de tonnes de paille, incluant le la culture de maïs, seraient mobilisables aujourd'hui en Europe, dont 9 millions pour la France, principal producteur devant l'Allemagne et l'Ukraine.

Ressources en bois

De la même manière que pour les pailles, l'étude BIOCORE a dressé des estimations de disponibilité de la biomasse forestière en Europe, présentées par la figure 65, ainsi que leur densité (fig. 66).

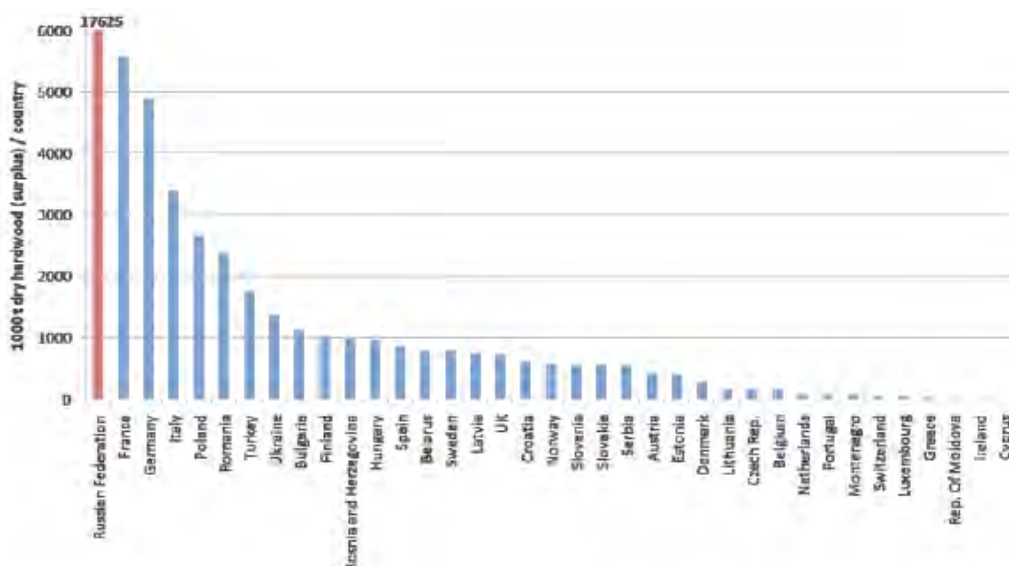


Figure 12. Annual hardwood surplus (1990 and 2005 average) for 37 European countries. Includes only the forests that are available for wood supply. Note: The Russian surplus of 17 625 000 t of dry hardwood is off the scale in the graph.

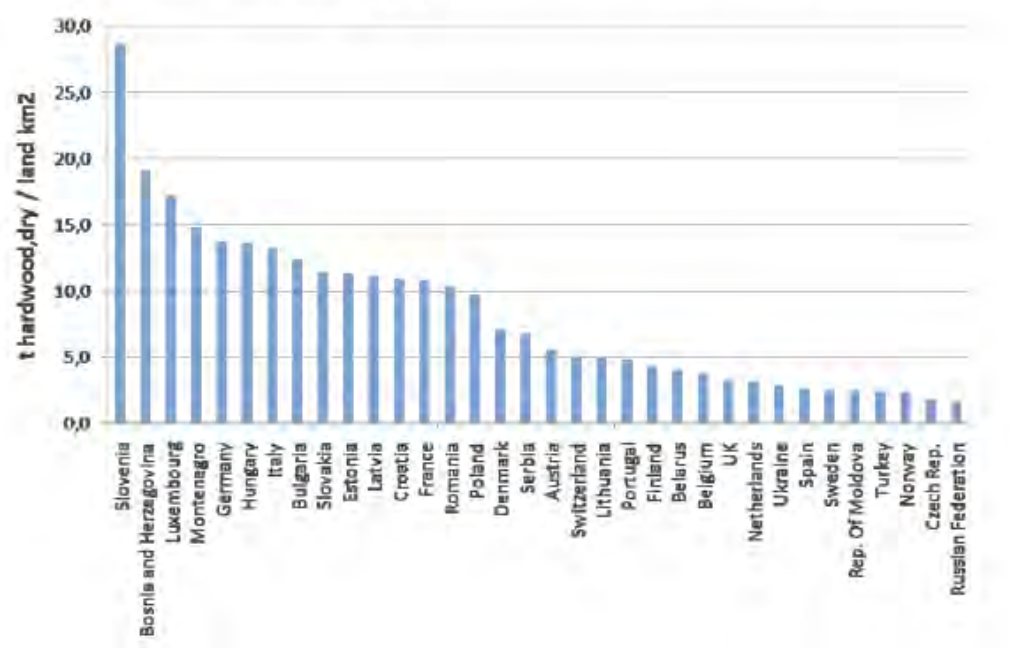


Figure 13. An estimate of the availability of annual surplus hardwood per square kilometre in 37 European countries.

Figure 65 : Surplus annuel brut et densité de surplus des feuillus en Europe – Source : BIOCORE

Les données du FAOSTAT estiment la quantité de résidus forestiers produits annuellement en Europe à 80 millions de tonnes de matière sèche, dont plus de 17 millions en Russie et 5,5 millions en France, premier producteur de résidus forestiers en Union Européenne . La mobilisation systématique et intensive de l’ensemble de ces résidus aurait un impact négatif sur la qualité des sols et la capacité de croissance des arbres pour plusieurs années. Actuellement, les pratiques se résument à collecter les branches, mais laisser sur place feuilles et aiguilles. Une étude chiffrant les résidus lignocellulosiques produits annuellement dans l’Union

Européenne « *Wasted, Europe's untapped resource, An Assessment of Advances Biofuels from Wastes & Residues* » (2014), a posé le postulat que seule la moitié des résidus forestiers était ainsi collectée pour assurer des bonnes pratiques de gestion des sols. Ainsi, en 2030, 40 millions de tonnes de résidus forestiers seront ainsi mobilisables à des fins énergétiques.

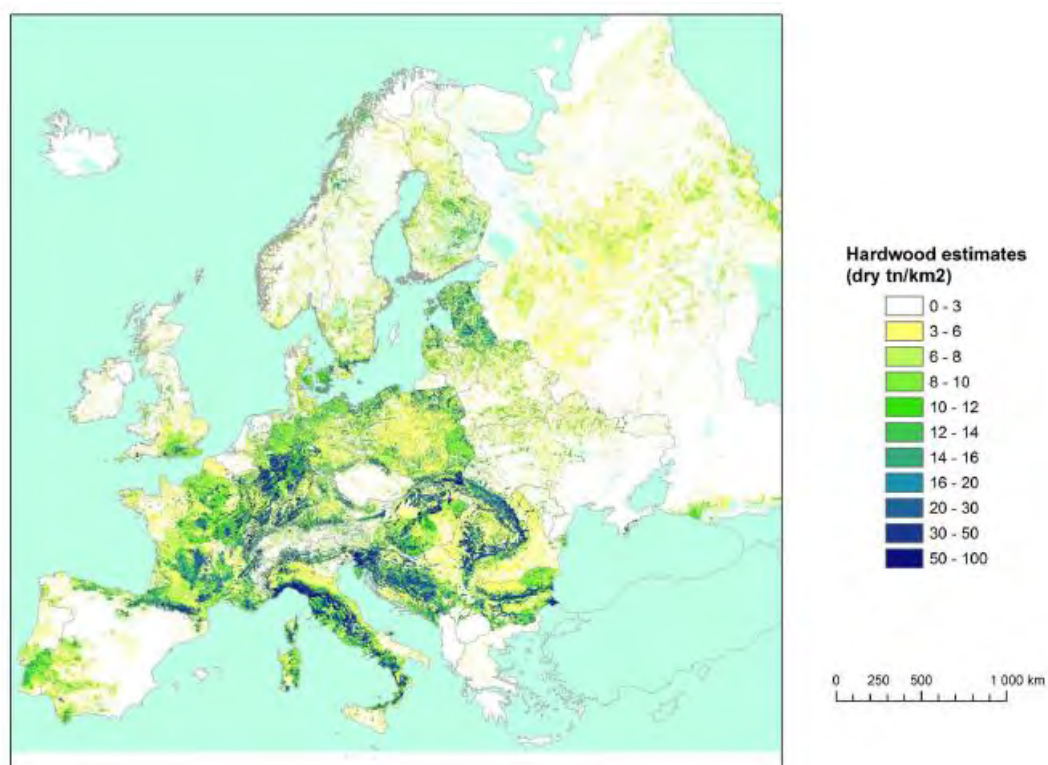


Figure 66 : Distribution spatiale des surplus des feuillus en Europe – Source : BIOCORE

Pour cette cartographie, les auteurs du rapport ont postulé que la distribution spatiale des surplus de feuillus était proportionnelle celle de la population de ces mêmes feuillus. On peut remarquer que les zones où les densités de résidus sont les plus importantes correspondent à des zones montagneuses : Alpes italiennes et Apennins, Pyrénées, l'Ouest des Carpates..., auxquelles s'ajoutent des secteurs forestiers vallonnés comme la forêt noire en Allemagne, ou les Balkans.

Les déchets municipaux solides

Les ménages européens produisent environ 150 millions de tonnes de biodéchets chaque année, principalement de la nourriture, des déchets verts, du papier et du bois. Parmi ces matériaux, certains sont recyclés ou sont incinérés pour produire de la chaleur et éventuellement de l'électricité dans le cas de la cogénération. La fraction restante est généralement déposée en décharge. C'est à partir de ces déchets non valorisée que la production de biocarburant sera la plus intéressante.

Aujourd'hui, deux-tiers des **déchets papiers et cartons** sont recyclés, compostés ou incinérés, diminuant la quantité valorisable en biocarburant à **17 millions de tonnes par an. En 2030,**

du fait d'une meilleure couverture de recyclage et en dépit d'une augmentation sensible de la quantité de déchets produite, cette valeur chutera à **12 millions de tonnes environ**.

Avec un taux d'incinération de 50% et un taux de recyclage de 40%, seuls 10% de **la fraction bois des déchets municipaux**, soit **6 millions de tonnes en 2030**, pourront être utilisées pour fabriquer des biocarburants.

50 millions de tonnes de restes de nourriture et de déchets verts seraient mobilisables aujourd'hui. Avec un meilleur taux de recyclage et de compostage, **44 millions de tonnes le resteront en 2030**.

Les huiles de cuisson usagées

Il existe des procédés de conversion des huiles de cuisson usagées en biodiesel utilisés en Europe, notamment en Allemagne. Il est toutefois assez malaisé de se livrer à des calculs exhaustifs d'huile disponible dû au vaste réseau de collecte des industries auprès d'un nombre très important de restaurants. Certaines entreprises ont estimé la quantité d'huiles usagées en 2013 au sein de l'Union Européenne à **1 million de tonnes**, dont 25% sont importés, en particulier des Etats-Unis.

Cultures dédiées

Peu d'estimations de quantification ont été faites à long terme sur les cultures énergétiques. Encore peu cultivées en Europe, entre 500.000 et 700000 tonnes par an (tableau 53), il est difficile de prévoir la place que prendre ces cultures dans le système agricole. Seront-elles attractives pour les agriculteurs et les forestiers ? Quelles seront les conditions économiques pour que ces cultures deviennent rentables dans le cas d'une exploitation en bioraffinerie ? Plusieurs années d'analyses de retour d'expériences seront nécessaires pour se faire une idée de leur propension à être cultivées, et donc pour réaliser des estimations fiables quant à leur potentiel à 2030 ou 2050.

Tableau 53 : Estimation des productions totales de cultures énergétiques en Europe – Source : BIOCORE

Crop	Cultivation area (ha)	Yields t/(ha·a)	Total production (t/a)
Poplar (dry)	5000	10 to 15	40 000 to 50 000
Willow (dry)	25 500	8 to 10	200 000 to 260 000
Miscanthus (dry)	15 100	8 to 12	121 000 to 180 000
RCG (dry)	12 000	4 to 7	50 000 to 85 000
Switchgrass (dry)	n. a.	n. a.	n. a.
Hemp (dry)	15 000	6 to 8	90 000 to 120 000
Eucalyptus (dry)	n. a.	n. a.	n. a.

A titre d'information, une matrice SWOT d'un exemple de culture énergétique, ici un peuplier est présentée ci-dessous (tableau 54).

Tableau 54 : Matrice SWOT d'une culture énergétique, le peuplier - Source : BIOCORE

Strengths	Weaknesses
Recognized tree model system	Resprouting (coppicing) limited
Biotechnology highly developed	Susceptibility to rust disease
The most productive tree species in temperate climate	Farmers are not familiar with the crop and prefer in general annuals
Low input crop / Pioneer plant	High costs for establishing short rotation coppice on rich agricultural soils
Can grow in more difficult soil conditions	
Non-food crop	
Big potential in the field of phytoremediation	
CO2 neutral fuel + CO2 storage (carbon sink)	
Biomass with low ash content	
High presence of cellulose, hemicelluloses and lignin.	
Broad genetic base Genome (DNA) is entirely unraveled, the gate is open for still higher biomass production, cellulose production, making the production of sugars easily available...	
Opportunities	Threats
Breeding for high biomass yield	Land availability
Breeding for varieties with cell walls that can be hydrolyzed more efficiently	Conservatism/scepticism towards new growing models
Tailoring of cell walls through genetic engineering	Lobby different groups
High demand for biomass	

Conclusions

En Europe, 20 millions à 40 millions d'hectares de terres étaient disponibles en 2007 à des fins de production énergétique sans nuire à la filière agro-alimentaire selon AEBIOM (European Biomass Association).

La cartographie du potentiel lignocellulosique en Europe indique que certaines régions possèdent des quantités importantes de biomasse lignocellulosiques bois et non-bois potentiellement utilisables en bioraffineries, en dépit des usages concurrents actuels ou à venir. L'étude *BIOCORE* identifie trois zones qui mériteraient des études plus approfondies :

- La partie centrale de la France, dont l'approvisionnement serait majoritairement assuré par la paille de blé, avec du *Miscanthus* en éventuel complément.
- Le centre-ouest de l'Allemagne, avec l'utilisation de bois de feuillus principalement, avec des quantités modérés de bois de résineux.
- Le Sud-Ouest de la Hongrie, qui pourrait proposer un mix entre une dominance de paille de blé, du bois de feuillu et des peupliers en taillis à courte rotation.

En 2013, 900 millions de tonnes de déchets et de résidus de culture ont été générés en Europe. Du fait de différents usages agricoles ou industriels dont le détournement aurait des

répercussions négatives sur ces filières, et de paramètres de pérennité (protection de la qualité des sols et de la biodiversité, prévention de l'érosion...), seule une fraction de ces déchets est mobilisable, immédiatement et à terme. Ainsi, en 2030, environ un quart des déchets lignocellulosiques produits, soit environ 225 millions de tonne, seront mobilisables pour un usage. Ils se décomposeront en 140 millions de tonnes de résidus de culture, 45 millions de tonnes de déchets municipaux solides et 40 millions de sciures de bois auxquels s'ajoute 1 million de tonne d'huiles industrielles usagées.

Leur utilisation intégrale en tant que biocarburants, équivalente à 36,7 Mtep par an, serait à même de remplacer 12% de notre consommation globale d'énergie fossile pour les transports, et jusqu'à 16% en 2030. Si l'ensemble de ce potentiel était utilisé, la même étude avance les chiffres de 15 milliards d'euros de revenus annuels pour les zones rurales concernées et la création de 300 000 emplois directs en dans l'UE, uniquement pour la collecte des intrants, le transport et les procédés industriels, répartis comme suit (fig. 67).

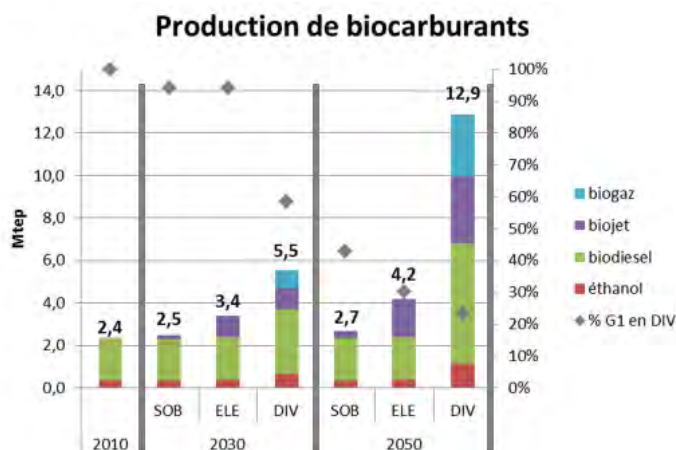
High-end estimates of additional employment from fully utilizing wastes and residues for conversion to advanced biofuels



Figure 67 : Estimation du nombre d'emplois induits par la conversion de la totalité des déchets et résidus agricoles et industriels en biocarburants – Source : *Wasted, Europe's untapped resource*

Il paraît à travers la lecture de ce document que si la synthèse de biocarburant ne peut se substituer à l'intégralité de la consommation de l'énergie fossile pour les transports, elle peut toutefois devenir un complément important avec des impacts économiques et écologiques non négligeables. Pour sécuriser cette ressource, les responsables politiques devront prioriser les différentes utilisations de ces déchets au regard de paramètres tels que le rejet de carbone, les retombées économiques et sociales, ou encore l'éthique.

D'après les estimations réalisées par l'ANCRE et visible sur la figure 68, une éventuelle augmentation de la production de biocarburants est encore incertaine.



- **SOB et ELE** : L'efficacité énergétique des transports permet d'atteindre des taux d'incorporation de 20% à 25% énergie dans les carburants routier
- **DIV** : Le développement massif des biocarburants permet d'atteindre 50% énergie dans les carburants routiers

Figure 68 : Production de biocarburants en 2010 et estimations pour 2030 et 2050 selon différents scénarii - Source : ANCRE

Elle pourrait en effet stagner en 2030 et 2050 dans le scénario SOB, les efforts étant réalisés sur la substitution de biocarburant G2 sur la G1, de l'ordre de 60% environ. Dans le cas du scénario ELE, la production augmenterait de 75%, pour atteindre 4,2 Mtep, la proportion de 2G grimant à 70%. Dans ces deux premières hypothèses, le taux d'incorporation des biocarburants toutes générations atteindrait 20 à 25%. Enfin, le scénario DIV table sur un développement massif des biocarburants, avec une production 2050 cinq fois plus importante que le niveau de 2010, et une substitution de la moitié des carburants fossiles. Dans ce cas de figure, la G2 jouerait un rôle primordial, puisque représentant plus des trois-quarts des biocarburants sur le marché.

Au contraire de cette dernière hypothèse, évoquant un développement important et continu de la production énergétique des biocarburants liquide, l'ADEME estime que celle-ci devrait stagner d'ici à 2050, à l'image des scénarios ELE, mais surtout SOB, de l'ANCRE (tableau 55).

Tableau 55 : Production énergétique des biocarburants liquides – Source : ADEME

Biocarburants liquides	2010	2030	2050
	Mtep prim.	Mtep prim.	Mtep prim.
Ethanol 1G	1,3	0,9	
Ethanol 2G	0,0	1,3	
Biodiesel 1G	6,7	2,5	
Biodiesel 2G	0,0	1,6	
TOTAL	8,0	6,3	6,8
TOTAL Sans la biomasse d'origine importée	4,2	4,2	4,4

A l'échelle française, GDF SUEZ estime le potentiel de gazéification/méthanation à 257 TWh l'horizon 2050, soit 200 unités industrielles, et supérieur à 560 TWh en Europe. A cette date, le potentiel microalgue serait de 23 TWh en France. D'après le scénario GrDF, la filiale distribution de GDF SUEZ, sur le vecteur biométhane, 64% du gaz consommé en 2050 sera d'origine renouvelable, soit 270 TWh environ, dont 133 TWh de Biométhane 2G. Ces valeurs semblent indiquer que le groupe considérerait que la moitié du potentiel technique biométhane par la voie gazéification/méthanation en 2050 sera effectivement exploitée. Le groupe a également tenté d'estimer le potentiel d'injection pour le biométhane 2G, estimé à 98% pour un rayon de collecte de la biomasse de 50 km (fig. 69).

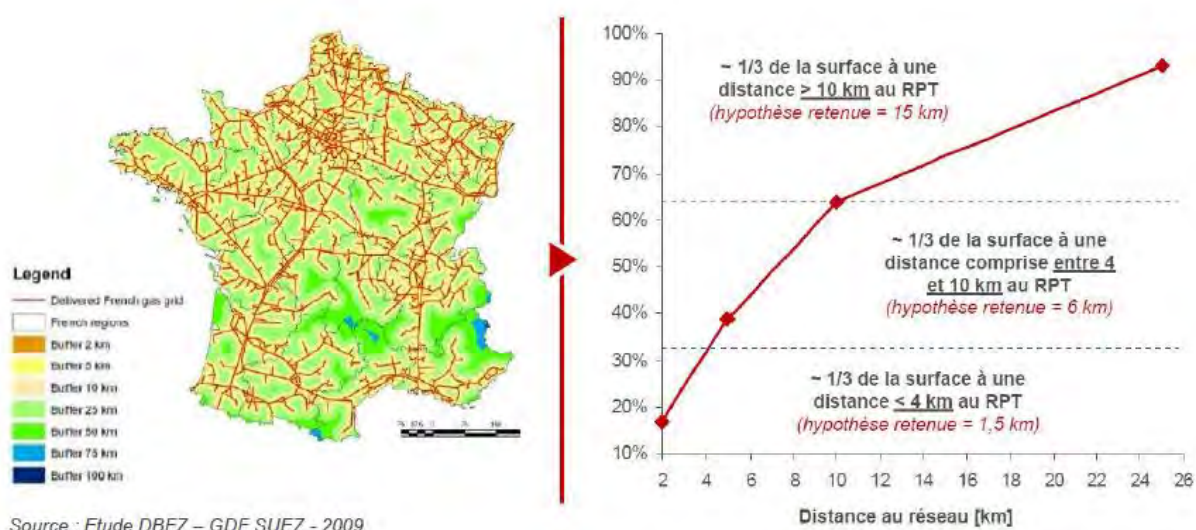


Figure 69 : Taux de couverture du territoire par le réseau de transport français

Citons l'exemple de l'étude SIMON et al. « Economics Analysis of the Potential of Cellulosic Biomass Available in France from Agricultural Residue and Energy Crops » 2009, relative à la simulation de création d'une bioraffinerie de 200 millions de litre de biodiesel (standard américain) en France. Elle placerait un site industriel dans la région Centre, là où le potentiel est le plus important. Selon les scénarii établis (culture énergétique ou non), le rayon de collecte varie de 58 à 168 km.

L'étude conclut que des bioraffineries peuvent être construites en France au vu du potentiel biomasse. Les installations devront être conséquentes pour réaliser des économies d'échelles (mais difficultés plus importantes pour l'approvisionnement). La recherche doit être faite pour augmenter les rendements de production et diminuer les coûts de transformation. Cette étude montrerait que la production de biomasse en France est suffisante pour contribuer à remplacer les carburants fossiles. Les résidus concernés sont des sous-produits pour lesquels il n'y a pas ou peu de concurrence, excepté pour la filière bétail, mais la biomasse à but énergétique peut être de qualité moindre. Le développement de bioraffineries devrait contribuer aux fermiers. Il faudrait garantir l'approvisionnement et le prix des ressources par contractualisation.

d. Freins et perspectives débloqué

i. Les bénéfices des bioraffineries

Créer une filière pérenne des bioraffineries serait évidemment bénéfiques plus plusieurs tableaux :

- Socialement, avec un potentiel de création de 300 000 postes à moyen terme dans l'Union Européenne, dont 150 000 permanents dédiées à la collecte de la ressource et aux opérations de raffinage et de maintenance des installations. La présence d'une demande en biomasse forte et pérenne dans le temps est une aubaine pour les fournisseurs de ressources : agriculteurs, forestiers... autant de professions en difficulté au vue de la conjoncture socio-économique actuelle et qui verraient leur situation renforcée grâce des partenariats de recherche ou industriels solides à moyen et long-termes. On peut aussi avancer un bénéfice sur le maintien ou le développement de certaines cultures énergétiquement dédiées comme *Miscanthus*, plantes oléagineuses ou céréales..., à pondérer avec les modèles de culture français et européens qui seront promus dans le cadre d'une utilisation énergétique, et, bien sûr, avec leurs éventuelles conséquences sur un changement d'usage des sols et d'une modification des cultures.
- Economiquement naturellement, grâce de la création de valeur à partir de sous-produits de l'industrie chimique, des matériaux ou de l'énergie et l'introduction des entreprises sur de nouveaux marchés locaux ; la diminution des importations sous-jacentes, en particulier des énergies fossiles, qui représente à elles seules l'ensemble du déficit de la balance commerciale française. L'installation nouvelle d'une bioraffinerie va satelliser toute une myriade de nouvelles industries, de la PME spécialisée aux grandes entreprises chimiques, créant de véritables plateformes industrielles.

De plus, la structure de la filière telle qu'elle se dessine actuellement, décentralisée, ancrée autour d'un territoire rural riche en ressources et se ramifiant sur une échelle départementale ou régionale, est une véritable opportunité de valoriser les ressources des territoires en économie circulaire et de favoriser en parallèle leurs développement économique et social. L'enjeu est donc très important pour les zones rurales concernées, les bio-industries pouvant jouer un rôle de vecteur de développement pour des secteurs géographiques souvent défavorisées économiquement.

- Environnementaux. L'énergie d'origine renouvelable ainsi créée et consommée localement participe à la décarbonation des énergies et à atteindre les objectifs nationaux. La production de biocarburants à partir de résidus de culture et des déchets

présentent des économies importantes dans les émissions de CO₂ d’après l’analyse de leur cycle de vie : de 25 à 40 gCO₂ /MJ selon les estimations contre 84g CO₂ pour les carburants fossiles. Les performances environnementales de différents biocarburants en termes de réduction des émissions de CO₂ sont présentées dans le tableau 56 et la figure 70.

Tableau 56 : Réduction des émissions de GES de quelques biocarburants en comparaison des carburants fossiles (hors impact du changement des sols) – Source : The World Bank

Biofuel	Emission Reductions (%) ^a
Sugarcane ethanol	65 – 105
Wheat ethanol	-5 – 90 ^b
Corn ethanol	-20 – 55
Sugarbeet ethanol	30 – 60
Lignocellulose ethanol	45 – 112 ^c
Rapeseed biodiesel	20 – 80
Palm oil biodiesel	30 – 75
Jatropha biodiesel	50 – 100 ^d
Lignocellulose diesel	5 – 120

Source: OECD (2008), WWI (2007), Wang et al. (2007) and Whitaker and Heath (2009) data. ^a Values are approximate, as some reports only reported results in graphical form. ^b Negative numbers mean increases in GHG emissions. ^c Includes forest residues, energy crops (such as short tree rotations (e.g., poplar), and switchgrass), and crop residues (e.g., corn stover). ^d Whitaker and Heath (2009), their base base resulted in 62% GHG emission reductions when compared to diesel. Previous studies by Ecofys BV (2008, commissioned by D1 Oils) and Prueksakorn and Gheewala (2006) reported values within that range (70% and 77% respectively).

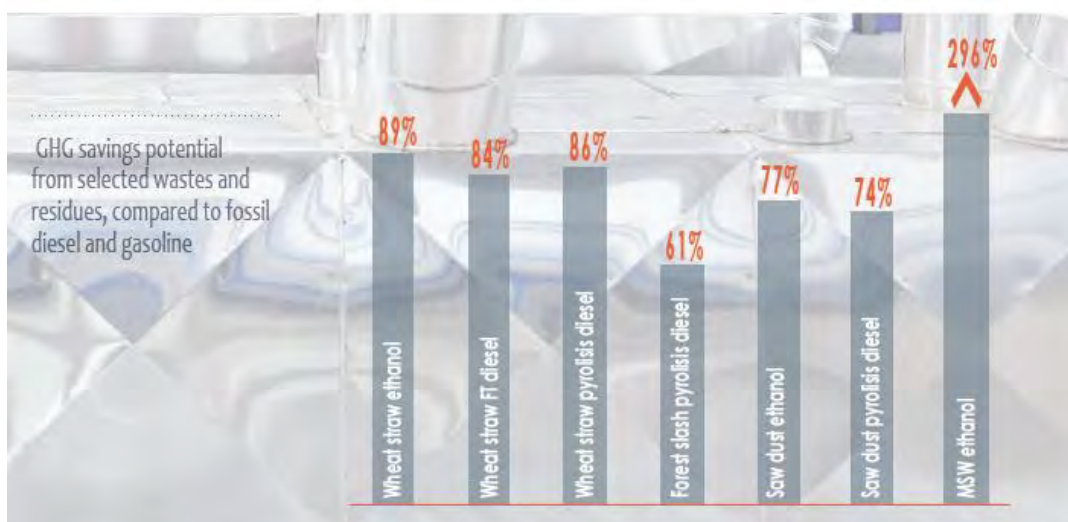


Figure 70 : Réductions potentielles des émissions de GES de différents biocarburants par rapport aux carburants fossiles – Source : Wasted, Europe’s Untapped Resource

Le développement de la chimie verte est un autre exemple de préservation des ressources naturelles et de la santé. L’entretien des zones forestières ou de cultures agricoles est un autre élément favorable des bio-énergies. Quelques interrogations ont toutefois été posées à travers différentes études, notamment « *Wasted, Europe’s Untapped Resource* », 2014, sur le prélèvement de la biomasse, même de manière « durable » : quid des conséquences directes, comme la diminution du potentiel de séquestration du carbone par le sol, l’utilisation de fertilisants supplémentaires... ; ou des conséquences indirectes causées par le détournement des résidus et des déchets de leurs usages actuels, estimés à 50% dans cette étude. Malgré

tous ces effets, cette dernière conclut à une contribution importante de ces biocarburants à une chute des émissions de CO₂.

Pour illustrer les différents impacts positifs d'une bioraffinerie sur son environnement immédiat, le tableau 57 présente 8 cas européens de bioraffineries, et leur influence sur les trois paramètres suivants : le développement rural et régional, l'emploi et l'environnement.

Tableau 57 : Impact sur le développement local, l'emploi et l'environnement de 8 cas européens
– Source : BIOPOL

Biorefinery	Impact categories & intensity of impacts		
	Rural & regional development	Employment	Environment
Chemrec	<ul style="list-style-type: none"> • Supports the local pulp & paper industry. • Feedstock always sourced from the surrounding region, forests. 	<ul style="list-style-type: none"> • Unknown 	<ul style="list-style-type: none"> • Full implementation of the technology in all Swedish pulp mills would yield about 6,000,000 tons of CO₂ reduction per year (~10% of current Swedish CO₂ emissions), and supply 25% of current automotive fuel consumption in Sweden.
British Sugar	<ul style="list-style-type: none"> • The local workforce and local economy will benefit if British Sugar can stay globally competitive • Is a major local employer. • Renewable energy industry will benefit from the learning experience. 	<ul style="list-style-type: none"> • Keeps farmers able to grow sugar beet in the region. • Farmers will have greater diversity and more resilience for their produce. • Only some research in UK as most technology has been outsourced or purchased. 	<ul style="list-style-type: none"> • British Sugar's bioethanol is certified at 71% less greenhouse gas emissions than gasoline (residual sugar from betaine production is fermented to bioethanol) • CO₂ and waste heat are used to grow tomatoes.
Greenmills	<ul style="list-style-type: none"> • Five new enterprises co-operating will benefit from the existence of the plant. 	<ul style="list-style-type: none"> • No contracts with farmers. 	<ul style="list-style-type: none"> • Lower emissions reduce the carbon footprint of biofuels.
BioMCN	<ul style="list-style-type: none"> • Revival of a former natural gas-to-methanol plant. • Creation of a biorefinery complex. 	<ul style="list-style-type: none"> • Maintenance of 100 jobs (direct employees of the former natural gas-to-methanol plant). • Overall boost in indirect employment (supply chain and clients) could ultimately amount to 4-5,000 jobs. 	<ul style="list-style-type: none"> • Low-carbon fuels will be possible, including: biomethanol, biodiesel, bio-DME, biogas, biopower and heat, bio-LPG, bio-coal.
Domsjö	<ul style="list-style-type: none"> • Has influence on business investment and location decisions of other companies/industries. • Local feedstock base: 70% local forests, 30% imported. 	<ul style="list-style-type: none"> • Gradual change to more local employment anticipated. 	<ul style="list-style-type: none"> • Considered to be an efficient use of natural resources.
Biowert	<ul style="list-style-type: none"> • Strengthens market for injection moulding companies in the region, which buy bio-granulate and produce bioplastics. 	<ul style="list-style-type: none"> • Strengthens farmers' jobs through contracting of raw materials from 7 farmers within radius of 13 km. 	<ul style="list-style-type: none"> • Energetically neutral process thanks to integration with biogas plant. • Bio-plastics recyclable but not biodegradable.
Nedalco	<ul style="list-style-type: none"> • Unknown 	<ul style="list-style-type: none"> • Not significant locally as materials are mostly shipped in. 	<ul style="list-style-type: none"> • Feedstock is lignocellulosic waste from wheat processing, straw or even wood residue.
Cargill/Cerestar	<ul style="list-style-type: none"> • Has contributed to the continuing regeneration of an old industrial site. 	<ul style="list-style-type: none"> • Supports wheat growing and the wheat price in the UK. • Agriculture and food industry benefit the most from it. • The move to wheat feedstock from corn caused a loss of jobs at a plant that was shut near London. 	<ul style="list-style-type: none"> • 2000-2007 (under UK Climate Change Levy) reduced energy input by 33% for a tonne of glucose syrup. • Possible negative effect is the greater number of road deliveries of wheat compared to corn shipments, but cost-effective prevailed.

ii. Les points clés

L'ADEME, à travers sa publication « *Panorama et Potentiel de développement des bioraffineries* », d'octobre 2010, a dressé une liste des facteurs clés identifiés de succès, d'importance relative fortement variable selon le stade de développement des technologies et des produits concernés. Comme tout secteur industriel, les bioraffineries nécessitent des

marchés, des matières premières, un outil industriel performant et une structure financière solide, afin d'affronter la volatilité des cours en amont et en aval, tout en conservant ou développant sa capacité d'innovation. Plus spécifiquement aux bioraffineries, ces points clés sont, de l'amont vers l'aval :

- Maîtrise de la ressource : capacité à mobiliser de façon durable et compétitive, des quantités suffisantes de biomasse de qualité adéquate en dépit de la multiplication des concurrences d'usages. C'est l'aptitude à structurer des filières végétales profitables qui est ici nécessaire. La bioraffinerie peut être l'acteur principal de cette structuration (modèle français classique) ou la déléguer à des partenaires spécialisés, locaux ou situés dans des régions géographiques particulières (modèle hollandais mais aussi de plusieurs industriels dans différents pays du monde).

A l'instar des autres modes de valorisation énergétique de la biomasse que sont le bois-énergie ou la méthanisation, l'une des problématiques qu'il convient de maîtriser dans une bioraffinerie est la sécurisation de l'approvisionnement de la biomasse, tant en quantité qu'en qualité. Il est essentiel pour la bonne marche industrielle de l'installation de parvenir à mobiliser suffisamment de partenaires afin de s'assurer la disponibilité de la matière-première sur le long-terme, à savoir des contrats s'étendant sur 15 – 20 ans. La saisonnalité de certains produits et des rations pas toujours homogène selon les périodes, ce qui complexifie encore la technologie des chaînes de production, sont des éléments importants qui peuvent influencer sur la vie d'un projet.

D'après l'étude *BIOPOL*, les ressources en biomasse sont suffisantes en Europe pour permettre d'atteindre les objectifs fixés par l'UE, à condition qu'une portion importante des terres disponibles soit consacrée à la bioénergie. En dépit d'une demande importante de la biomasse, les coûts d'approvisionnement et les prix des produits en sortie resteront raisonnables dans les années à venir, tant que la dynamique des recherches technologique et les effets d'échelles perdureront sur l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement de la biomasse.

L'ensemble de la filière ayant pour vocation de valoriser des ressources n'ayant pas d'autres usages que la production d'énergie, les résidus lignocellulosiques de l'agriculture, de la sylviculture ou de l'industrie du bois font ainsi partie des ressources à privilégier. La filière 2G présente des avantages considérables en termes de disponibilité de la biomasse et de la quantité d'énergie qui en serait issue, avec un potentiel de 100 à 250 TWh selon les sources. Elle jouit également d'une position favorable par rapport aux filières concurrentes, notamment celle de la 1G, du fait de cette non-utilisation de sa biomasse pour le secteur de l'alimentation humaine ou animale. La dispersion de ces ressources et les coûts d'approvisionnement associés amènent cependant à envisager l'intégration de cultures dédiées à forte productivité (*Miscanthus*, *Switchgrass*) dans les systèmes agricoles et forestiers. Leur implication est importante dans la plupart des scénarii, qui posent aussi les questions du modèle de culture, très peu répandue en France et même en Europe, leur adaptabilité aux contextes locaux, les pratiques agricoles adéquates, leur potentiel d'amélioration génétique ainsi que l'acceptabilité sociale de leurs mises en culture.

- Maîtrise technologique et industrielle. Les bioraffineries agrègent, de plus en plus, une diversité inédite de procédés (prétraitement mécanique, physicochimique ou biochimique

; fermentation ; conversion chimique ; extraction, purification ; traitement des effluents ; cogénération ; biométhanisation etc.). A cette diversité des technologies doit être bien entendu associée celle des compétences et des ressources humaines les mettant en œuvre. La bioraffinerie mature doit être un ensemble industriel parfaitement intégré, composé d'une ou plusieurs entreprises.

Le coût d'investissement (CAPEX) des bioraffineries étant très important, la notion d'économie d'échelle est primordiale, du moins dans le cas des procédés thermo-chimiques : ainsi, en dépit d'une répartition globalement très locale de la filière dans les territoires, il peut devenir indispensable pour un industriel que ses installations soient de grande dimension. Une bioraffinerie thermo-chimique ne peut être économiquement pertinente que pour des capacités de production de l'ordre de la centaine de milliers de tonnes de biocarburant annuelle.

Pour éviter de gonfler les investissements et les amortir le plus tôt possible, les technologies et le coût global des procédés devront être maîtrisés. Plusieurs technologies sont industriellement actives, comme la synthèse de biocarburants 1G, ou proches de la commercialisation, des biocarburants 2G. Ces derniers ne sont pas encore économiquement compétitifs vis-à-vis des énergies fossiles qu'ils sont censés remplacer et qui profitent encore de subventions ou d'optimisation, d'où la nécessité absolue de redoubler d'efforts dans le domaine de la R&D. La généralisation industrielle de ces procédés est attendue à l'horizon 2020 – 2030. La filière 3G de par son mode de fonctionnement présente un potentiel universel et des possibilités d'usage très variées : la production d'énergie, biométhane et biohydrogène, la dépollution, le recyclage du CO₂ fossile capté par photosynthèse... Elle n'existe encore qu'au stade du laboratoire, et ne devrait pas être industriellement active avant 2050.

- Capacité à servir simultanément des marchés matures et d'autres en émergence, en faisant preuve d'une vision marketing prospective. La connaissance des marchés et de leur besoin est essentielle.
- Capacités d'innovation pour développer et protéger des technologies et des produits différenciateurs.
- Capacité de management et vision stratégique. Les bioraffineries sont appelés à devenir des industries lourdes mais contraintes à beaucoup d'agilité. La profondeur de vue des dirigeants, leurs capacités à nouer les bonnes alliances au bon moment (elles sont indispensables dans ce secteur) et à engager les bons paris seront déterminantes. Il n'est pas aisé de gérer des ensembles industriels complexes, intégrant régulièrement des technologies nouvelles et servant des marchés aussi divers que ceux de l'alimentaire, des carburants, de la chimie, ...
- Capacités financières pour développer l'outil industriel et de nouvelles technologies mais aussi pour résister aux à-coups de la volatilité des prix des matières premières et des marchés.

iii. Freins relatifs à la technologie et innovation

Quatre grandes problématiques touchant aux technologies et à l'innovation pourraient faire obstacle au bon développement des bio-industries en Europe. Idéalement, elles devraient être traitées par une approche fondée sur la chaîne de valeur :

- Accéder à des matières premières durables en quantité suffisante : l'intérêt « environnemental repose sur la présence d'infrastructure de production au sein de l'UE et d'une quantité substantielle de la biomasse d'origine locale. De nouvelles solutions doivent être trouvées pour accroître de manière durable le volume de biomasse disponible. Des chaînes d'approvisionnement fiables et compétitives devront également être créées.
- Concevoir des processus de transformation efficaces pour les bioraffineries : transformation d'une biomasse non comestible hétérogène plus difficile que celle des cultures vivrières dans des bioraffineries conventionnelles. De nouveaux processus efficaces et compétitifs en termes de coûts doivent être conçus. La biomasse doit être utilisée de façon plus efficace (approches de production différentes, recyclage de produits...)
- Mener des activités de démonstration et de déploiement relatives aux bioraffineries avancées : nécessité de regrouper les efforts d'innovation et accélérer le déploiement des bioraffineries en promouvant la transposition rapide à grande échelle. Il est donc nécessaire de réaliser un certain nombre d'avancées technologiques et de mettre en place des synergies industrielles entre les différents secteurs.
- Soutenir la demande pour l'adoption des bioproduits : par exemple *via* l'élaboration de normes, d'étiquetages et d'évaluations du cycle de vie. Plusieurs actions de soutien à la demande sont également appuyées par de récentes initiatives politiques liées à la bioéconomie.

iv. Insuffisances des investissements de recherche et d'innovations pour les bioindustries

Plusieurs défaillances du marché expliquent cette insuffisance :

- Risque élevé et coût des activités de démonstration et de déploiement : au vu de la stratégie choisie (le développement des bioraffineries avancées), difficulté à atteindre une masse critique et obtenir l'avantage concurrentiel du premier arrivant. En raison des coûts élevés pour des activités de démonstration et de déploiement, il est difficile pour une seule industrie ou entreprise de gérer ce risque isolément.
- Diffusion des connaissances : difficulté pour protéger et exploiter. En conséquence, le secteur privé allouera moins de ressources à ce type d'activités de R&I
- Secteur industriel embryonnaire et fragmenté : mobilisation des ressources R&I complexe due à la fragmentation du secteur industriel. De plus, il n'existe qu'un faible nombre d'acteurs de grande taille dotés de gros budgets de R&I consacrés uniquement à ce domaine.
- Coût de transaction : l'application d'une collaboration à plusieurs parties pour les activités de R&I se traduit par un grand nombre d'interfaces de recherche et par des coûts de transaction élevés pour les entreprises concernées, nombreuses à n'avoir aucune expérience de collaboration étroite ni aucune tradition de R&I en interne
- Cadre politique : les bioindustries sont couvertes par un large éventail de politiques au niveau de l'UE, des états membres et des régions, d'où un environnement politique complexe et parfois fragmenté. Si de nombreuses politiques sont favorables aux bioindustries, elles ne comportent malheureusement pas d'objectifs déterminés ni d'incitations fermes.

v. Nécessité d'une intervention de l'UE

Les Etats membres et les régions ont soutenu la R&I pour les bioindustries par un ensemble d'initiatives dans le domaine de la bioéconomie. Des collaborations transfrontalières ont été tentées, mais une plus forte impulsion est cruciale obtenir une masse critique à même d'attirer les investissements privés à long terme, réduire les risques, promouvoir la R&I d'un bout à l'autre des chaînes de valeur, résoudre les problèmes rencontrés par les bio-industries sur le plan des technologies et de l'innovation, éviter la fragmentation et les doublons et améliorer la coordination. Ainsi, plus de 1100 projets pertinents ont été financés dans le cadre de la recherche collaborative du septième programme cadre de la Communauté européenne (7^e PC) pour des activités de recherche, de développement technologique et de démonstration, dont quelques projets intégrés de bioraffineries appliquant une approche fondée sur la chaîne de valeur.

La création d'un PPP au niveau de l'UE pourrait apporter le cadre stratégique et la masse critique nécessaire pour dépasser les limites actuelles des bio-industries. Dans le cadre du 7^e PC, les PPP ont donné de bons résultats en termes de mobilisation d'investissements privés.

Etant donné l'impact que pourraient avoir les bio-industries pour l'Europe sur le plan environnemental, économique et social, les objectifs sont les suivants :

- Développement d'une économie durable à faible intensité de carbone : utilisation plus rationnelle des ressources, accroissement de la croissance économique et de l'emploi, en particulier dans les zones rurales, en implantant des bio-industries durables et compétitives en Europe soutenues par des bioraffineries avancées alimentées en biomasse durable.
- Réalisation de démonstrateurs de technologies permettant de produire des éléments chimiques, des matériaux, et des produits de consommation, évitant ainsi l'utilisation de ressources fossiles.
- Création de modèles commerciaux intégrant les acteurs économiques dans toute la chaîne de valeur, de la fourniture de biomasse jusqu'aux consommateurs, y compris de créant de nouvelles interconnexions multisectorielles et en soutenant les pôles industriels
- Implantation de bioraffineries pionnières capable de déployer ces technologies et modèles commerciaux et démontrer que leurs atouts en termes de coûts et de performances les rendent compétitives par rapport aux solutions fossiles.

IV. Le biogaz

Le biogaz est un vecteur énergétique composé d'un mélange généralement homogène de méthane et de dioxyde de carbone, obtenu par digestion anaérobie de la biomasse. Deux types d'installations permettent de le fabriquer : les ISDND (Installations de Stockage des Déchets non Dangereux), à partir de la dégradation de la fraction fermentescible des ordures ménagères exclusivement, et les méthaniseurs. Ce procédé, appelé la « méthanisation » permet de valoriser des déchets d'origines beaucoup plus diverses (agricoles, industriels collectivités...).

Le procédé est connu depuis le 18^{ème} siècle (mise en évidence du phénomène du « gaz de marais » par Alessandro Volta en 1776), la première application industrielle n'a vu le jour qu'au début du 20^{ème} siècle, à l'image de la ville d'Exeter qui éclairait ses rues au « gaz de ville ». Un peu plus tôt, en 1897, un premier digesteur est construit par les Anglais à Matunga, en Inde, dans le but de produire du carburant pour véhicule. On ne peut qu'être étonné par la modernité de cet objectif. Dans le même esprit, il est intéressant de noter que si aujourd'hui, la valorisation du biométhane en tant que carburant gazeux pour véhicule est rare, supplantée par des valorisations thermiques et électriques, c'est pourtant dans le but de suppléer le manque de carburant lors de périodes de crise que la méthanisation connu ses premiers développements industriels soutenus. Ainsi, de nombreux digesteurs entre en service sur des stations d'épuration dans les années 1940 sur des stations d'épuration américaine et britanniques, et les divers chocs pétroliers relancent l'activité biogaz.

Depuis, en France, dans un contexte de relâchement de la pression énergétique, la méthanisation, comme la plupart des autres énergies renouvelables, n'a pas connu un développement très soutenu, au contraire du modèle allemand qui a vu le nombre de ses méthaniseurs, presque exclusivement d'origine agricole, croître de façon très importante depuis les années 1980-1990). A l'heure actuelle, la nécessité de préserver l'environnement, les ressources naturelles, liée aux contraintes réglementaires sur la qualité des rejets, impose aux producteurs de déchets organiques des mettre en œuvre des traitements sûrs. L'optimisation des procédés de méthanisation adaptés aux différents types d'effluents a contribué à développer ce mode de dépollution. Dans le contexte du renchérissement de l'énergie et de la lutte contre l'effet de serre, une politique nationale mise en œuvre par l'ADEME et *via* le Grenelle de l'Environnement, a permis la création de fonds de subvention, donnant un nouvel élan à la méthanisation. Ainsi, depuis la fin des années 2000, ce procédé connaît en France un développement sans précédent, particulièrement dans le domaine agricole.

a. Technologies

i. Des technologies applicables à une large gamme de matières

Les matières premières dont la dégradation produit du biogaz sont extrêmement nombreuses : effluents d'élevage, résidus de l'activité agricole, déchets organiques des ménages, déchets biodégradables des grandes surfaces ou de la restauration, boues de station d'épuration, déchets ou co-produits d'industries agroalimentaires, tontes de pelouses de collectivités...

Dans le cadre d'une production de méthanisation hors ISDND, le porteur de projet choisit ses intrants selon trois critères principaux :

- Leur proximité et leur coût logistique car l'approvisionnement en matières premières est un poste majeur dans le coût de production de l'énergie ;

- Leur potentiel méthanogène, c'est-à-dire leur capacité à produire une certaine quantité de biogaz compte-tenu de leur composition chimique ;
- L'absence de valorisation concurrente. Les matières déjà valorisés dans une autre filière (régénération des huiles usagées, compostage des déchets verts) ne sont généralement pas attractifs pour la filière méthanisation en raison des coûts d'appropriation.

Il est intéressant de souligner la récente obligation (article 204 de la loi n°2010-788 du 12 juillet 210) pour les gros producteurs de biodéchets de valoriser cette ressource en méthanisation ou en compostage. Cette mesure impose la collecte et le traitement séparé des biodéchets, en adéquation avec les objectifs du Grenelle d'augmenter le taux de recyclage organique des déchets des ménages et des entreprises.

ii. Des technologies adaptées à de nombreux contextes

Le dimensionnement du méthaniseur est dépendant de la distance qui le sépare de ses approvisionnements, le transport des substrats humides ayant un coût énergétique, économique et générateur de GES. Pour répondre aux disparités territoriales, il est optimal de prévoir simultanément des digesteurs de collectifs conséquents, des digesteurs de petits collectifs et des digesteurs individuels. Dans chaque situation, l'utilisation de l'énergie nécessitera des réponses adaptées aux besoins.

- **Installations de récupération du biogaz d'ISDND** : les ISDND produisent du biogaz du fait de la fermentation des déchets biodégradables qui y sont enfouis. Ce biogaz, en partie composé de méthane, est collecté pour éviter son émission dans l'atmosphère (gaz à effet de serre 25 fois plus puissant que le CO₂). Il est valorisé dans environ 90 installations en France sur un total de 242 ISDND.
- **Installations de méthanisation industrielles** : les industries produisent des déchets et effluents qui nécessitent d'être traités. Elles constituent la branche historique d'utilisation de la méthanisation, pour la mise aux normes des rejets. Trois secteurs sont principalement concernés : l'agroalimentaire, la chimie et les papeteries pour un total de 80 installations en France en 2012.
- **Installations de méthanisation agricole** : ces installations permettent une valorisation énergétique des effluents d'élevage et de la biomasse agricole. Plus de 140 sites en fonctionnement étaient recensés en janvier 2014 en France et le plan EMAA fixe un objectif de développement de 1000 méthaniseurs agricoles d'ici 2020. La taille de ces projets peut varier selon que l'installation soit portée par un agriculteur individuellement ou bien qu'elle réunisse plusieurs exploitants qui mettent en commun leurs gisements de matières premières. La diversité des installations rend la méthanisation accessible aux petits agriculteurs. Ces installations offrent une possibilité de diversification du revenu agricole par la vente d'énergie et une moindre dépendance à l'achat des engrais fossiles.
- **Installations de méthanisation territoriale** : il s'agit d'installations auxquelles participent différents acteurs du territoire (agriculteurs, entreprises, collectivités) en mettant en commun leurs compétences et leurs ressources. Elles sont une quinzaine aujourd'hui.
- **Installations de méthanisation des boues de station d'épuration** : l'activité humaine génère des flux considérables d'eaux usées. Le traitement de ces eaux usées dans les stations d'épuration produit des boues dont la méthanisation permet de réduire considérablement le volume, de les stabiliser et de les hygiéniser, ce qui facilite leur gestion. Les usines de traitement des eaux usées de taille moyenne ou grande sont situées en milieu urbain ou périurbain, et sont donc situés géographiquement proches

des utilisateurs d'énergie. 60 installations existent à ce jour, soit 15% des STEP de taille moyenne. Un soutien à cette technique pourra générer de nouveaux projets.

- **Installations de méthanisation de déchets organiques des ménages** : les déchets des ménages contiennent une part organique qui est isolée soit par une collecte séparative soit par un tri a posteriori. Les déchets organiques non ligneux ainsi collectés peuvent être valorisés en méthanisation. 11 installations de ce type existent en France.

Compte tenu de ces spécificités, les caractéristiques des installations sont très disparates. On estime entre 500 000€ et 15 millions d'euros le coût de montage d'une installation de méthanisation, entre 6.000€ et 11.000€ par kW électrique installé. Compte tenu de la rentabilité encore faible des installations, un soutien étatique est indispensable. A l'heure actuelle, les pouvoirs publics interviennent par l'intermédiaire de tarifs d'achat de l'énergie et par des subventions.

Le schéma ci-dessous insère la méthanisation dans son contexte global. Il se décline en trois étapes principales : la gestion de l'approvisionnement en biomasse, la méthanisation proprement dite avec formation d'un biogaz, composé de méthane et de dioxyde de carbone principalement, puis la valorisation de ce biogaz pour produire de l'énergie *in fine* (fig.71).

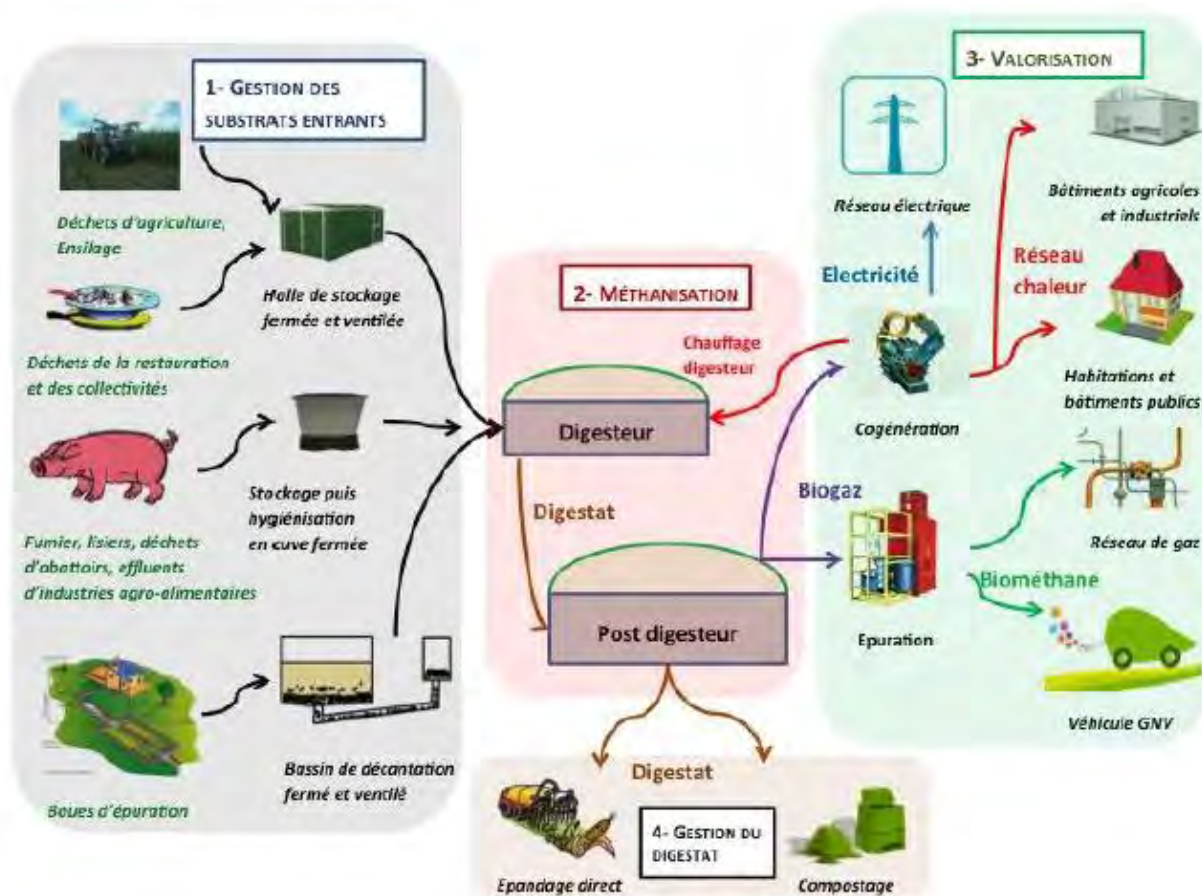


Figure 71 : Schéma général des installations de méthanisation, -Source : Club Biogaz, 2011

iii. Le processus biologique

Le processus biologique de méthanisation implique une succession de réactions biochimiques réalisées par des microflores spécialisées qui requièrent des conditions biophysico-chimiques

adaptées. Presque tous les composés organiques naturels et certains d'origine synthétique peuvent être dégradés dans ces conditions. Le processus de biodégradation anaérobie de la matière organique se déroule en quatre étapes biochimiques réalisées par trois groupes de micro-organismes formant une chaîne trophique. Les quatre étapes sont : l'hydrolyse, l'acidogénèse, l'acétogénèse et la méthanogénèse (fig.72).

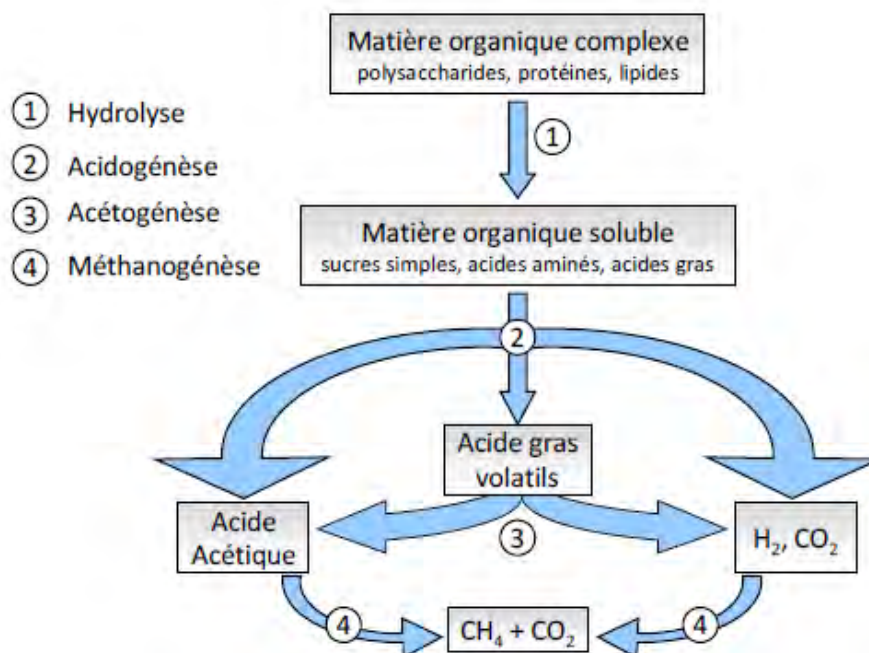


Figure 72 : Les étapes de la digestion anaérobie

iv. La biomasse utilisée

Tous les déchets organiques sont susceptibles d'être méthanisés, à l'exception des composés ligno-cellulosiques par exemple, très stables, sur lesquels de nombreux efforts de R&D sont concentrés. Ils sont principalement d'origines :

- Agro-industriels : industries agroalimentaires (fruits et légumes, produits laitiers, amidon et sucre, déchets d'abattoirs, industries vinicoles et brassicoles...), industries chimiques et pharmaceutiques, industries du bois et de la papeterie...
- Agricoles : déjections animales (lisier, fumier), résidus de récolte (pailles, spathes de maïs ...), CIVE...
- Municipales : tontes de gazon, fraction fermentescible des ordures ménagères, boues et graisses de STEP, matières de vidange, etc ...

Chaque déchet possède son propre pouvoir méthanogène, c'est-à-dire la quantité de méthane produit après digestion. Un déchet très riche en carbone, comme les graisses, auront tendance à présenter un très fort pouvoir méthanogène, mais les chaînes lipidiques issues de leur hydrolyse inhibent les bactéries méthanogènes quand elles sont en forte concentration. Un lisier, en revanche, à faible charge organique, sera très peu méthanogène mais améliorera la stabilité du consortium bactérien grâce à son pouvoir tampon élevé. Le pouvoir méthanogène des déchets les plus couramment utilisés est présenté dans la figure 73 ci-dessous :

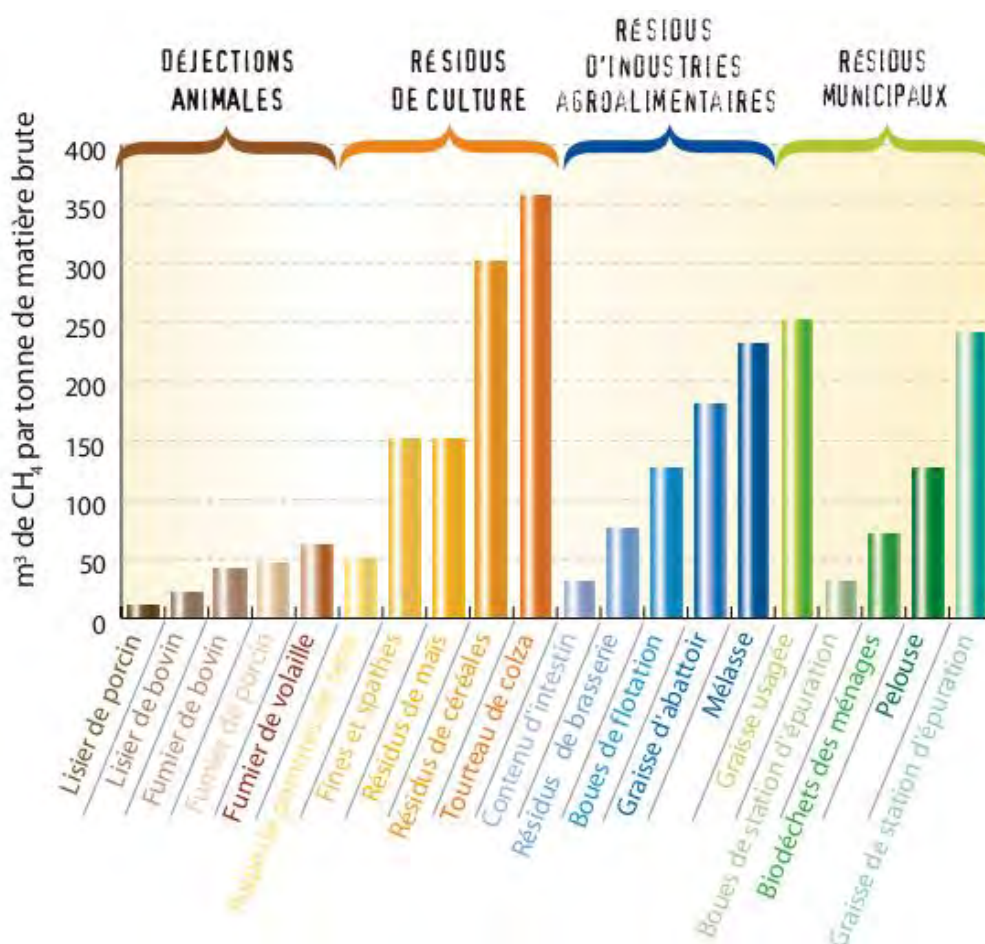


Figure 73 : Potentiel méthanogène de différents substrats et co-substrats – Source : ADEME 2006

Un méthaniseur n'utilisera jamais une ressource unique pour produire du biogaz, du moins pas selon le modèle français aujourd'hui en vigueur, qui par exemple limite fortement la proportion en culture dédiée, dont le maïs, au contraire des pratiques allemandes. Utiliser un mélange de substrats permet également d'obtenir un équilibre entre le rendement et la stabilité du consortium bactérien. Le « mix » d'intrant doit donc être soigneusement étudié lors de la réflexion du projet, pour répondre d'une part aux problématiques production optimale de biogaz tout en assurant stabilité du système, et de l'approvisionnement régulier de biomasse, notamment sujet à la question de la saisonnalité des intrants, et de garantir une qualité constante.

Plusieurs filières de prétraitements sont utilisés en méthanisation pour faciliter la dégradation de la matière organique, afin optimiser la production de biogaz, et pour hygiéniser le substrat répondant ainsi aux diverses normes réglementaires pouvant exister, notamment sur les STEP ou les déchets de la filière viande des industries agroalimentaires :

- La pasteurisation : traitement physique de la matière à 70°C pendant 1 heure.

- Le chaulage : méthode de traitement chimique permettant soit de provoquer une vive réaction exothermique au contact de l'eau, soit d'augmenter rapidement le pH (jusqu'à 10), éliminant ainsi la plupart des agents pathogènes.

v. La technologie des digesteurs

Le type de technologie employé lors d'un procédé de méthanisation dépend des caractéristiques physico-chimiques de la biomasse utilisée, en particulier son taux de matière sèche (MS). La voie liquide est généralement utilisée pour des taux de MS inférieurs à 18%, et la voie sèche pour des taux de MS généralement compris entre 20 et 50%, avec une moyenne à 30%. Le digesteur alimenté en continu, semi-continu ou discontinu, peut faire appel à différents procédés :

- Infiniment mélangé

Ce procédé par voie liquide, fonctionnant avec des taux de MS inférieurs à 18%, est la technologie la plus ancienne et la plus répandue en France. Le contenu du digesteur est maintenu homogène par brassage mécanique régulier, avec éventuellement recirculation du gaz ou de la biomasse. Il fonctionne généralement en température mésophile (Température entre 35 et 40°C). Le digesteur est souvent accolé à un ou plusieurs post-digesteurs pour poursuivre la dégradation de la matière organique lors du stockage.

- Voie sèche continue

Les digesteurs en voie sèche continue sont généralement de type « piston », avec une avancée de la matière sur l'axe horizontal et un mélange sur l'axe vertical. Ce système a pour avantage de permettre la digestion de l'intégrité de la matière au fur et mesure de sa progression dans le digesteur et de consommer peu d'énergie électrique. Plus cher à l'investissement, il est surtout intéressant pour une quantité de matière traitée correspondant à des puissances de cogénération inférieures à 100 kW_{él}.

- Voie sèche discontinue

Le digesteur en voie sèche discontinue, également appelé ASBR (Anaerobic Sequencing Batch Reactor) consiste en un réacteur rempli de déchets solides en une fois ou sur plusieurs jours. La production de biogaz étant différente suivant le temps écoulé depuis le remplissage, différents digesteurs, sous forme de fumières, de garages ou de conteneurs, sont utilisés en décalés pour lisser la production, avec recirculation du percolat. Ce procédé est avantageux pour les produits solides, comme le fumier, mais nécessite davantage de manutention. Il offre une flexibilité plus importante pour l'approvisionnement, particulièrement dans un cas de forte saisonnalité. Aucun brassage n'étant nécessaire, sa consommation électrique est très faible. La méthanisation en voie sèche discontinue est intéressante pour les faibles puissances (de 50 à 500 kW_{él}, mais surtout à partir de 80, 100 kW_{él}).

- UASB

Le système UASB (Upflow Anaerobic Sludge Blanket) utilise la capacité d'autofloculation de la biomasse bactérienne dans le réacteur par sédimentation des granules autour de supports de grande surface spécifique. Les floccs bactériens en sédimentation restent en suspension dans le réacteur grâce au flux ascendant de l'effluent à traiter. Les avantages sont nombreux par rapport aux techniques rudimentaires de lits de boues : fermentation plus rapide, de quelques

heures à quelques jours, possibilité d'augmenter encore la vitesse par l'adaptation d'une fermentation thermophile (50 à 65°C), productivité multiplié par 4 à 10, biogaz riche en méthane jusqu'à 80%, taille réduite en donc investissement moindre. Il est particulièrement indiqué dans le traitement des eaux usées par exemple.

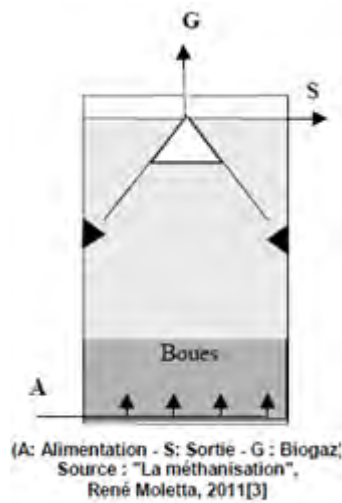


Figure 74 : Réacteur UASB

- Lit fixé

Le réacteur contient un support statique inerte, minéral ou synthétique sur lequel viennent se fixer les bactéries.

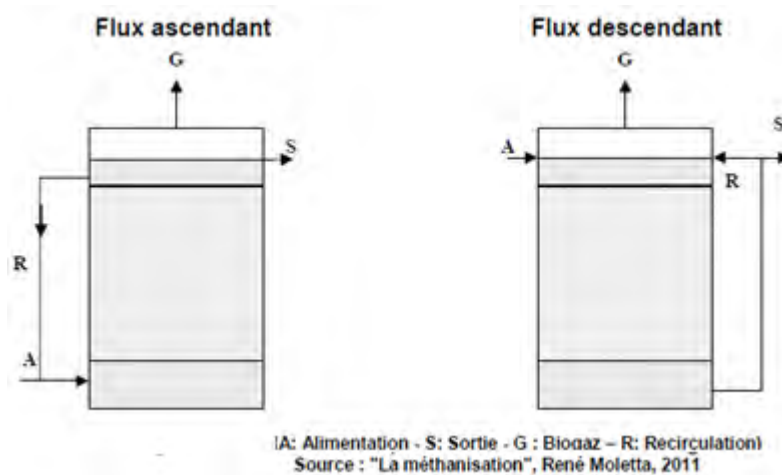
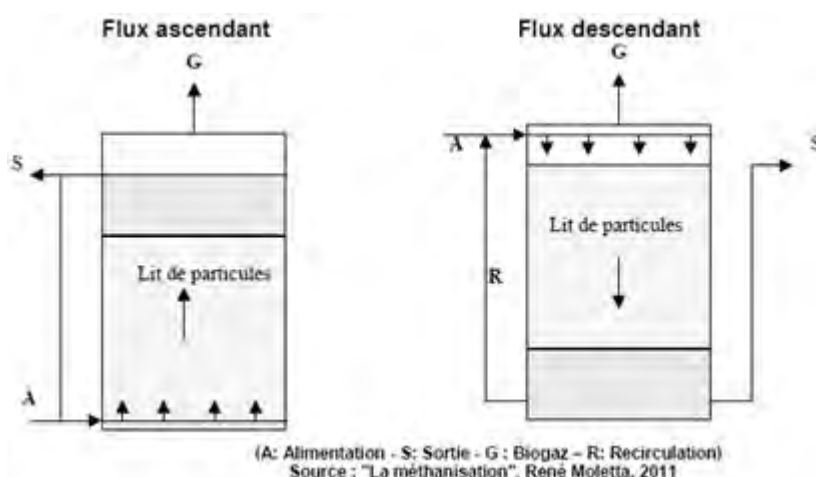


Figure 75 : Réacteurs à lit fixé

- Lit fluidisé

Les bactéries sont fixées sur un support mobile, particules granulaires fixes et poreuses comme le sable, maintenues en expansion et contrôlées par le flux ascendant rapide et régulier de l'effluent.


Figure 76 : Réacteur à lit fluidisé

En France, d'après les données collectées en 2011 par l'ATEE - Club Biogaz, la majorité des méthaniseurs utilisent la technologie de l'infiniment mélangé (77,5%). C'est particulièrement le cas pour le traitement des effluents agricoles, pour lesquels le brassage mécanique est le plus adapté, même si la méthanisation par voie sèche commence à se développer. C'est également la technologie majoritaire pour les stations d'épuration, où les techniques de brassage sont toutefois plus variées. Au niveau du secteur industriel, on trouve tous les types de technologies, en majorité infiniment mélangé, puis l'UASB.

vi. Le traitement du biogaz

Le biogaz produit est un mélange composé principalement de méthane et de dioxyde de carbone. Il subsiste des traces d'impuretés, comme dioxyde de soufre ou les siloxanes. La composition du biogaz dépend directement de la composition des matières organiques méthanisées et leurs proportions dans le mélange à digérer. Le dioxyde de carbone étant un gaz entièrement neutre, le pouvoir énergétique du biogaz est entièrement dû au méthane. Son PCI est de 9,95 kWh/Nm³.

Tableau 58 : Teneur moyenne des composants de quelques biogaz typiques – Source : ERPE

Composant	Biodéchets	STEP	Agricole	Décharge
méthane (CH ₄)	55 - 65	60 - 70	45 - 70	35 - 60
dioxyde de carbone (CO ₂)	35 - 45	30 - 40	30 - 55	30 - 50
vapeur d'eau (H ₂ O)	1 - 5 (100% saturation)	1 - 5 (100% saturation)	1 - 5 (100% saturation)	< 100% saturation
azote (N ₂)	0 - 1	0 - 2	0 - 5	0 - 30
hydrogène (H ₂)		0 - 1,5	0 - 1	0
oxygène (O ₂)	0,1 - 0,5	0 - 1	0 - 2	0 - 6
sulfure d'hydrogène (H ₂ S)	0,01 - 0,6 (100 - 6'000 ppm)	0,05 - 0,15 (500 - 1'500 ppm)	0,005 - 0,5 (50 - 5'000 ppm)	< 0,06 (600 ppm)
siloxanes	1 - 2 mg/m ³	< 50 mg/m ³	< 1 mg/m ³	0 - 50 mg/m ³
ammoniac (NH ₃)		< 0,05 mg/m ³	< 2 mg/m ³	
hydrocarbures halogénés	traces	traces	traces	0 - 150 mg/m ³

Il sera généralement nécessaire de d'épurer le biogaz. Le taux de purification dépendra essentiellement du mode de valorisation pour ce gaz. En cas de cogénération, il conviendra de déshydrater et de désulfurer le biogaz, de traiter les siloxanes et les COV qui peuvent

endommager les équipements. S'il doit être injecté dans le réseau gaz, il doit en plus subir une décarbonatation pour obtenir du biométhane pur de 85% à 95% selon les régions.

Il existe diverses méthodes de purification du biogaz, qui ne seront pas détaillées :

- L'absorption physique
 - le lavage (eau, glycol)
 - Pressure Swing Adsorption (PSA), qui fonctionne sur le principe du tamis moléculaire
- L'absorption chimique
- La séparation membranaire
- La séparation cryogénique

vii. Les différents modes de valorisation du biogaz

Une fois le biogaz obtenu, plus ou moins riche en méthane, il est nécessaire de le valoriser énergétiquement. Actuellement, six modes de valorisation peuvent être envisagés en France :

- la production de chaleur seule
- la production d'électricité seule
- la cogénération (production conjointe de chaleur et d'électricité)
- la transformation en biocarburant pour des flottes de véhicules
- la transformation en biométhane pour l'injection en réseau de gaz naturel
- la trigénération (production conjointe de chaleur, d'électricité et de froid)
- la double valorisation cogénération et biométhane

La valorisation en chaleur seule

La valorisation en chaleur seule fut longtemps l'unique mode de valorisation du biogaz. Une chaudière brûle le biogaz, parfois mélangé à du fioul ou du gaz naturel, en produisant de l'eau chaude ou de la vapeur d'eau. Elle ne sera utilisée que dans le cas de l'existence d'un débouché chaleur évident et d'autant plus pertinent que le besoin est continu tout au long de l'année (consommation « ruban » ou « bandeau »). Le biogaz peut également servir à alimenter des fours pour les procédés industriels. Cette option est généralement choisie par les industriels traitant leurs propres déchets et effluents et ayant des besoins de chaleur ou de vapeur d'eau dans les processus de production, par exemple dans l'industrie agro-alimentaire (brasseries, fromageries...). Le remplacement du gaz naturel ou du fioul par le biogaz diminue fortement le poste de charge lié à l'énergie. Dans certains cas, le biogaz pourra être épuré en biométhane pour s'adapter aux installations existantes.

La Valorisation en électricité seule

Ce mode de valorisation est mis en œuvre au niveau des sites n'ayant aucun moyen de valoriser la chaleur, notamment la plupart des décharges (ISDND). Un moteur à gaz (moteur à explosion) ou une turbine à gaz produit du mouvement mécanique transformé en électricité par un alternateur. L'électricité est vendue à EDF *via* un contrat d'obligation d'achat d'une durée de 15 ans. Cependant, ces systèmes ont des rendements allant de **25 à 42 %**. Ainsi, la majorité de l'énergie est perdue sous forme de chaleur.

La cogénération et la trigénération

La cogénération utilise exactement la même technique que la valorisation en électricité seule, mais récupère une grande partie de la chaleur produite. La chaleur est récupérée grâce à des échangeurs thermiques au niveau du circuit de refroidissement pour les moteurs à gaz, et au niveau des fumées pour les turbines. Environ 35% de l'énergie contenue dans le biogaz est alors convertie en électricité, et 50% en chaleur pour le chauffage du digesteur (de 37 à 54°C, selon les technologies), des bâtiments ou des équipements de l'exploitation agricole (porcherie, séchage, habitations...), les bâtiments communaux ou privés par un réseau de chaleur... Variante de la cogénération, la **trigénération**, actuellement peu utilisée, utilise une partie de la chaleur produite grâce à la cogénération par absorption pour produire du froid.

L'injection dans le réseau gaz naturel

Le biogaz peut également venir alimenter le réseau de gaz naturel depuis novembre 2011. Ce mode de valorisation nécessite un traitement complet d'épuration du biogaz, afin qu'il respecte les prescriptions techniques des opérateurs de réseau, à savoir une pureté en méthane comprise entre 85% et 95% selon les régions française. Il doit encore être compressé et odorisé avant de pouvoir être injecté dans les réseaux de gaz naturel pouvant accueillir la production de biométhane sans intervention technique sur les infrastructures en dehors du raccordement de l'installation. Il sera racheté en derniers recours par GDF-SUEZ Entreprises et Collectivités (ex-PPE), qui souhaite devenir l'acheteur de référence, avant de transiter *via* un réseau de distribution (appartenant à GrDF) ou un réseau de transport (GRT).

L'injection dans les réseaux offre une solution de transport et dans une certaine mesure de stockage temporaire du biométhane. Ce dernier est utilisé pour des usages aussi variés que ceux du gaz naturel : chauffage, eau chaude sanitaire, carburant...

Le biométhane issu de STEP urbaines et des industries autres qu'agroalimentaires est exclu pour raisons de sécurité, mais l'Agence nationale de sécurité sanitaire de l'alimentation, de l'environnement et du travail (Anses) a conduit une étude qui devrait aboutir à une autorisation. N projet de décret fixant les conditions tarifaires d'achat du biométhane issu des STEP a ainsi été présenté au Conseil Supérieur de l'Energie : la filière attend sa prochaine publication au journal officiel.

Le biométhane carburant

La valorisation du biométhane en tant que carburant est particulièrement intéressante car elle pourrait permettre de réduire les émissions de gaz à effet de serre dans le secteur des transports. Par ailleurs, tout comme le Gaz Naturel Véhicule (GNV, le bioGNV émet très peu de particules fines de monoxyde de carbone ou d'oxydes d'azotes (80% de NOx en moins par rapport au gazole). Premier carburant alternatif dans le monde, avec 13 millions de véhicules, le GNV alimente en France 10 000 véhicules légers, 750 bennes à ordures et quelques 2 000 autobus. Après une épuration afin de le rendre comparable au gaz naturel, le biométhane peut être valorisé comme biocarburant gazeux, on parle alors de biométhane carburant, qui alimentera des véhicules roulant au GNV. Trois configurations sont envisageables :

- la production et la consommation de biométhane carburant sur le même site, afin d'alimenter une flotte captive.
- l'acheminement par véhicules du biométhane carburant jusqu'au lieu de consommation.
- l'injection puis l'acheminement dans une canalisation dédiée ou existante (réseau de distribution ou de transport de gaz naturel).

La problématique du stockage et du transport est un frein au développement des deux premières options. Quant à la dernière, elle se heurte aux questions de l'injection dans le réseau.

Ce mode de valorisation, nécessitant de lourds investissements, est tout juste en développement. Quatre installations de productions de biocarburant fonctionnent actuellement en France : le Centre de Valorisation Organique de Lille Métropole (alimentant les 400 bus de l'agglomération en bioGNV), l'ISDND de Claye-Souilly, la station d'épuration de Marquette-lez-Lille et la décharge de Trifyl. De nombreux projets sont toutefois à l'étude : en 2013, GrDF indiquait dénombrer près de 280 projets en cours, d'une capacité moyenne de 240 mètres cubes par heure. 70% d'entre eux sont fondés sur des intrants issus de l'agriculture ou de l'industrie agroalimentaire, du fait de la complexité de la collecte des déchets. Par contre, cette technique est couramment utilisée dans les pays voisins : Suède, Allemagne, Autriche...

Pour préparer l'arrivée de ce carburant sur le marché, il est nécessaire de développer en parallèle une offre de véhicules adaptée et un maillage régulier du territoire en stations de ravitaillement en gaz. Il faudrait mutualiser le réseau de stations GNV et bioGNV. Il semble, enfin, que les tarifs d'achat soient légèrement trop bas et ne permettent pas l'installation d'une unité d'injection de biométhane dans le réseau en l'absence de subvention complémentaire. Il serait possible, selon le rapport *La biomasse au service du développement durable* que « le Gouvernement souhaite éviter un effet de ruée qui conduirait à une méthanisation à tout va, au-delà de ce qui est souhaitable ».

La double valorisation

La double valorisation cogénération et biométhane nécessite plus d'investissements, mais permet plus de flexibilité par rapport au débouché chaleur. Elle permet également de ne pas détourner de biogaz en chaudière pour chauffer le digesteur. L'arrêté légiférant cette possibilité est sorti en mars 2013.

Le choix du mode de valorisation

Le choix entre les différents modes de valorisation est principalement déterminé par les besoins énergétiques aux alentours de l'installation. Ainsi, la **cogénération** sera surtout adaptée si un besoin de chaleur existe ou qu'il n'existe pas de réseau gaz à proximité. **L'épuration en biométhane** nécessite des investissements plus lourds, principalement au niveau des postes de compression, d'injection et des réseaux de canalisation, mais pouvant être rapidement rentabilisés. Le biométhane produit pourra alors être injecté s'il existe un réseau de distribution ou de transport de gaz suffisant à proximité pour absorber la production. En revanche, dans les zones dépourvues de consommateurs industriels, il convient d'envisager des usages alternatifs pour le biogaz produit au même rythme toute l'année. Il pourra par exemple être valorisé en **biométhane carburant**, après création d'équipements nécessaires à la recharge des véhicules

et dans le cas de l'existence ou de la possibilité de création d'une flotte de véhicules adaptés. Cette solution permet de lisser la demande de gaz et de réduire la variation saisonnière.

La seconde solution, **la double valorisation cogénération et injection du biométhane** dans le réseau présente un avantage supplémentaire : la chaleur issue de la cogénération pourra alimenter une industrie environnante, dont la consommation thermique est fixe tout au long de l'année, et le biogaz restant pourra être injecté. Cette méthode permet d'optimiser la rentabilité du projet malgré le cumul des investissements. Les autres méthodes de valorisation ne sont que très peu utilisés et ne seront donc pas étudiés.

Toutefois, une étude complète de la rentabilité, au travers la rédaction d'un business plan, est menée pour chaque projet afin de déterminer le mode de valorisation du biogaz qui sera le plus rentable. La figure 77 récapitule le principe général de la méthanisation, y compris les différentes valorisations du biogaz.

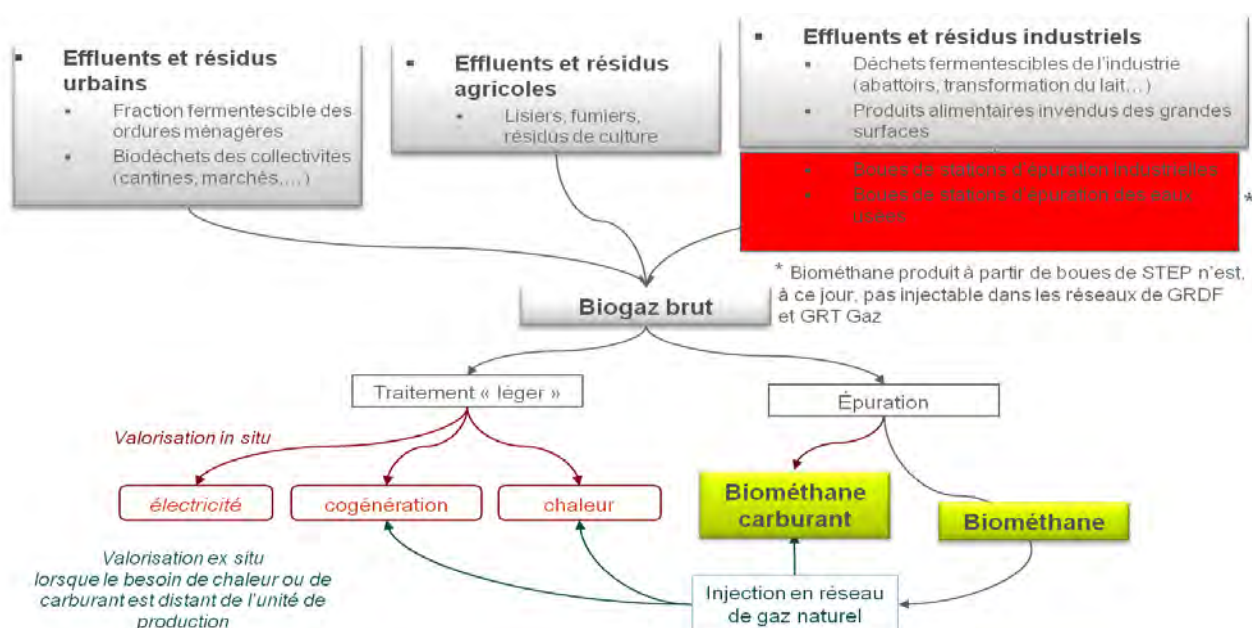


Figure 77 : Principe général schématique de la méthanisation – Source : GDF SUEZ

Le devenir du digestat

La méthanisation produit également du digestat, résidu sous forme liquide ou solide selon le taux de matière sèche des intrants. Il peut être utilisé en agriculture pour l'entretien des sols et pour la fertilisation des cultures, en complément, voire en remplacement, des engrais chimiques. Si la méthanisation n'est pas une technologie de réduction de l'azote dans les effluents agricoles, elle permet d'en modifier la forme. Sous forme organique dans les fumiers et lisiers bruts, il est présent sous forme minéral dans le digestat, ce qui le rend beaucoup plus assimilable pour les cultures. Du fait de leur excellente capacité fertilisante, les digestats du secteur agricole, des industries agroalimentaires et des STEP des boues urbaines sont dans la majorité des cas épandus sur des surfaces agricoles, selon un plan d'épandage régi par la réglementation ICPE et des prescriptions locales. Ce plan d'épandage est défini de telle sorte que la terre soit en mesure d'absorber les éléments fournis par le digestat, sans polluer les nappes phréatiques avec des composés nitrates. Epandre coûte en moyenne 3€/t de digestat. En plus de l'avantage que constitue l'épandage du digestat, l'agriculteur a toute latitude, dans le

respect des plans d'épandage, d'apporter les éléments nutritifs sous forme minérale immédiatement disponible au moment exact où les plantes ont des besoins nutritifs importants. Cela permet notamment de limiter les risques de contamination des eaux par les nitrates ou le « lessivage », c'est-à-dire une dilution des éléments contenu dans un engrais organique et mettant plusieurs mois à être dégradés et assimilés.

Le traitement le plus courant est la séparation du digestat brut en deux phases : l'une liquide, l'autre solide, par presse à vis ou centrifugeuse. Cette séparation permet un pilotage plus fin de la fertilisation en distinguant deux propriétés du digestat : amendement pour le sol et fertilisation pour les cultures. Chaque phase peut ensuite être épandue ou faire l'objet de post-traitements plus poussés, comme la déshydratation pour réduire son volume, l'hygiéniser ou compléter sa fermentation, par des procédés relativement identiques à ceux utilisés pour le prétraitement de la biomasse.

Lorsque l'épandage du digestat n'est pas possible, dans les régions en excédent structurel d'azote ou par manque de surface épandable par exemple, deux principaux cas s'offre au producteur :

- Un digestat fortement chargé en matière sèche peut être composté par dégradation aérobie et cédé à un tiers après une étape d'homologation ou de normalisation. Les dispositifs d'homologation et de normalisation impliquent une composition du digestat quasi-constante, une démonstration de son innocuité (pour la santé et l'environnement) et de son efficacité (agronomique). La mise sur le marché du digestat peut représenter un gain économique important et contribuer à la rentabilité des installations de méthanisation. S'il n'est pas valorisable, le digestat doit être éliminé, par enfouissement dans une ISDND ou par incinération. Ces deux opérations constituent un coût potentiellement significatif pour l'exploitant, en particulier lorsque l'élimination nécessite un transport sur une longue distance.
- Un digestat peu chargé en matière sèche peut être soit directement rejeté en milieu naturel, soit rejeté après traitement en STEP industrielle ou collective si celui-ci n'est pas conforme aux normes de rejet.

b. Etat de la filière France et International

i. En Europe

En 2012, la France est le 4^{ème} producteur européen de biogaz avec une production de 412 ktep, loin derrière l'Allemagne (6,4 Mtep), le Royaume-Uni (1,8 Mtep) et l'Italie (1,2 Mtep).

Le tableau 59 met en évidence plusieurs modèles de productions de biogaz. Au Royaume-Uni, en France et en Espagne, le biogaz de décharge demeure le principal gisement, avec un pourcentage plus élevé de mise en décharge des déchets fermentescibles.

La catégorie des « autres gisement », qui correspond principalement à la méthanisation agricole, est mieux représentée en Allemagne, en Italie, aux Pays-Bas, en République tchèque, en Autriche, en Belgique et au Danemark notamment.

Tableau 59 : Production primaire de biogaz dans l'Union Européenne en 2010 et 2011 (kTep)

Production primaire de biogaz de l'Union européenne en 2011 et en 2012* (en ktep)

	2011				2012*			
	Décharges	Stations d'épuration ²	Autres biogaz ³	Total	Décharges	Stations d'épuration ²	Autres biogaz ³	Total
Allemagne	144,4	368,2	4 667,9	5 180,5	123,8	372,1	5 920,3	6 416,2
Royaume-Uni	1 515,7	285,0	0,0	1 800,7	1 533,9	277,3	0,0	1 811,2
Italie	377,4	21,3	705,2	1 103,9	364,7	42,0	772,0	1 178,8
France**	273,0	71,9	24,5	369,4	279,1	79,6	53,3	412,0
Rép. tchèque	31,3	38,3	180,3	249,8	31,7	39,4	303,8	374,9
Pays-Bas	32,6	51,5	208,8	292,9	29,9	53,1	214,5	297,5
Espagne	145,0	32,0	110,0	287,0	131,6	28,8	100,1	260,5
Autriche	4,3	20,4	144,4	169,1	3,8	18,2	185,5	207,5
Pologne	55,5	66,3	15,1	136,9	53,7	79,3	34,9	168,0
Belgique	35,9	13,9	78,5	128,3	32,4	17,2	108,0	157,7
Suède	12,4	68,9	37,9	119,3	12,6	73,6	40,6	126,8
Danemark	5,2	20,5	75,0	100,7	5,6	21,2	77,9	104,7
Grèce	55,4	16,1	1,4	72,8	69,4	15,8	3,4	88,6
Hongrie	11,0	17,7	31,9	60,7	14,3	18,6	46,8	79,8
Finlande	26,3	20,3	6,4	53,0	31,6	13,9	12,4	57,9
Portugal	42,3	1,8	0,9	45,0	54,0	1,7	0,7	56,4
Irlande	43,8	8,2	5,6	57,6	43,0	7,5	5,4	55,9
Slovaquie	3,0	13,6	29,3	45,8	2,4	11,9	29,1	43,5
Slovénie	7,1	2,7	26,2	36,0	6,9	3,1	28,2	38,1
Lettonie	7,8	2,4	11,8	22,0	7,8	2,4	11,8	22,0
Luxembourg	0,1	1,4	12,0	13,5	0,1	1,2	14,4	15,7
Roumanie	1,1	0,1	12,0	13,2	1,4	0,1	12,0	13,4
Lituanie	5,9	3,1	2,1	11,1	6,1	3,1	2,3	11,6
Chypre	0,0	0,0	11,0	11,0	0,0	0,0	11,0	11,0
Bulgarie	0,0	3,0	0,0	3,0	0,0	3,0	0,0	3,0
Estonie	2,2	1,1	0,0	3,3	2,2	0,7	0,0	2,9
Total UE	2 838,5	1 149,7	6 398,1	10 386,4	2 841,8	1 185,1	7 988,6	11 015,5
Croatie	0,0	0,0	6,9	6,9	0,0	0,0	11,4	11,4

* Estimation. ** DOM non inclus. ² Urbaines et industrielles. ³ Unités décentralisées de biogaz agricole, unités de méthanisation des déchets municipaux solides, unités centralisées de codigestion et multiproduit. Source : EurObserv'ER 2013

Le tableau 60, tiré de l'European Biogaz Association, permet de comparer le nombre d'installations de méthanisation des différents européens. De ce point de vue, l'Allemagne est clairement dominante, avec 8.400 installations, dont 7.200 uniquement pour la méthanisation à la ferme. A noter que du fait du dynamisme important de la méthanisation agricole, le nombre de méthaniseurs indiqué est sous-estimé pour certains pays, dont la France. Ce point sera discuté ultérieurement.

Tableau 60 : Nombre approximatif d'installations en Europe en 2010 et 2011

Biogas plants in Europe in 2010 and 2011

Country	Total number of Biogas Plants 2010	Total number of biogas plants 2011	Agriculture	Landfill	Sewage	Other
BE	nd	118	29	25	21	43
BG	nd	0	0	0	0	0
CZ	235	327	212	61	54	0
DK	nd	196	87	32	68	9
DE	7090	8400	7215	nd	980	205
EE	3	3	1	1	1	0
IE	nd	5	5	0	0	0
EL	17	20	0	3	11	6
ES	12	30	22	0	0	0
FR	498	498	48	301	60	89
HR	nd	6	4	1	1	0
IT	510	521	324	197	0	0
CY						
LV	15	27	21	3	1	2
LT	16	13	1	7	3	2
LU	30	33	26	0	4	3
HU	43	43	21	8	13	1
MT						
NL	209	235	98	41	75	21
AT	425	433	200	15	94	124
PL	160	178	21	89	67	1
PT	nd	26	2	17	7	0
RO	6	7	0	0	7	0
SI	22	30	22	4	4	0
SK	56	56	34	9	9	4
FI	74	75	10	39	18	8
SE	228	229	32	57	135	5
UK	275	299	29	75	146	49

* Other-biowaste and industrial biogas plants.

n.d. - no data

Source: European Biogas Association 2012

A titre de comparaison avec les données citées ci-dessus, le rapport d'information sur *la biomasse au service du développement durable*, daté de 2013, fait état de 7 000 méthaniseurs en Allemagne, dont les deux-tiers appartiennent à des agriculteurs, pour une puissance installée de 2,5 GW. 1,4 millions d'hectares de terres arables sont consacrés aux cultures énergétiques outre-Rhin, dont 800 000 pour la fermentation du maïs et 600 000 pour l'alimentation de la filière des biocarburants. Le système allemand de tarif d'achat est très généreux envers les petites installations, 25 centimes par kilowattheure, et s'ajoute à de fortes aides à l'investissement. Il en résulte une forte incitation à la méthanisation qui entraîne la multiplication des cultures dédiées, qui ouvrent droit au tarif d'achat. Les performances sont accrues du fait de l'homogénéité de la matière entrante, tant dans la production d'énergie que dans la qualité des digestats générés. Les difficultés de la méthanisation française, basée sur les déchets, dans leur collecte et dans l'utilisation des digestats subséquents, ne se posent donc pas.

Les tarifs d'achat ont aussi pour conséquence d'orienter le biogaz vers la conversion électrique à 99% : sa purification en biométhane afin de l'injecter dans le réseau gazier n'est pas une option économiquement viable puisqu'elle ne bénéficie pas de soutien public. Enfin, 90 000 véhicules utilisent un GNV partiellement fourni par du biométhane, que l'Etat allemand encourage par des accises trois fois inférieures à celles des carburants fossiles.

La politique allemande de soutien à la biomasse se caractérise par une forte mobilisation de moyens fournis par le consommateur d'électricité. Le coût unitaire de l'électricité allemand est grevé d'une forte contribution au développement des énergies renouvelables qui permet de subventionner la production électrique. En outre, le coût de l'électricité plus élevé qu'en France, en raison du différentiel de production nucléaire, permet une vente rentable directement sur les marchés de gros.

La production d'énergie par méthanisation, conçue en France comme un revenu d'appoint pour les agriculteurs, devient sinon l'activité principale, du moins une occupation essentielle des cultivateurs allemands. En 2011, la filière représentait déjà 125 000 emplois et 10 milliards d'euros de chiffre d'affaires. Mais plusieurs études démontrent que, à partir de 2020, la culture de plantes énergétiques devrait représenter entre 2,5 et 4 millions d'hectares de terrains agricoles sur les 12 millions d'hectares de terres arables que compte le pays. Il est permis de s'interroger sur le caractère soutenable de cette stratégie.

ii. *En France*

Le recensement de l'ADEME de juin 2011 comptabilisait 344 installations de biogaz : 90 ISDND, 60 stations d'épuration d'eaux usées urbaines, 104 installations de méthanisation agricole, 80 installations industrielles et 10 installations de méthanisation des ordures ménagères. Elles totalisent une production de 2,1 TWh/an d'énergie finale en 2011. Par comparaison, les données de l'*European Biogaz Association* fait état de près de 500 installations à la même date.

Le magazine *Bioenergie International* a cartographié en 2014 les producteurs de biogaz dans les pays francophones. Il a recensé 578 sites, pour une production globale de 412 ktep, dont environ 220 unités de méthanisation agricole, 100 unités en CET, 120 unités industrielles, 20 unités de méthanisation d'OM, 80 unités sur STEP et 30 unités de méthanisation territoriale.

L'ATEE – Club Biogaz, à travers une publication intitulée « *Etat des lieux de la filière méthanisation en France* », datée de 2011, décline la production de biogaz par secteur (industriel, agricole et territorial, les stations d'épuration, les ordures ménagères). Il semble s'agir d'une étude de référence qui sert de sources à de nombreuses autres publications. L'ensemble des données relatives à la production de biogaz dans chacun de ces secteurs en est tiré.

Le Secteur industriel

En 2011, 80 installations industrielles valorisaient leurs déchets pour fabriquer du biogaz. D'une puissance moyenne de 441,25 kW, elles ont produit cette année-là 57 millions de Nm³ à partir de 150 000 tonnes de matière sèche d'effluents.

Tableau 61: Tableau de synthèse de la méthanisation d'effluents industriels – Source : ATEE - Club Biogaz

Nombre d'installations	Tonnage d'effluents traités (t _{MS} /an)	Production de biogaz (Nm ³ /an)	Puissance électrique cumulée (MW)	Puissance électrique moyenne (kW)	Production totale d'énergie électrique (GWh/an)	Production totale d'énergie thermique (GWh/an)
Opérationnel						
80	149 400	57 000 000	1765	441,25	7,105	350
En construction						
4	1 228	500 000	0	0	0	NC

Comme indiquées sur la figure 83, les principales régions fabriquant utilisant la méthanisation industrielle sont le Nord-Pas de Calais, avec 12 installations produisant 12 millions de Nm³, devant l'Aquitaine (9 installations ; 7 millions de Nm³), la Haute-Normandie (4 ; 5,4 millions de Nm³) et la Picardie (3 ; 4,5 millions de Nm³)

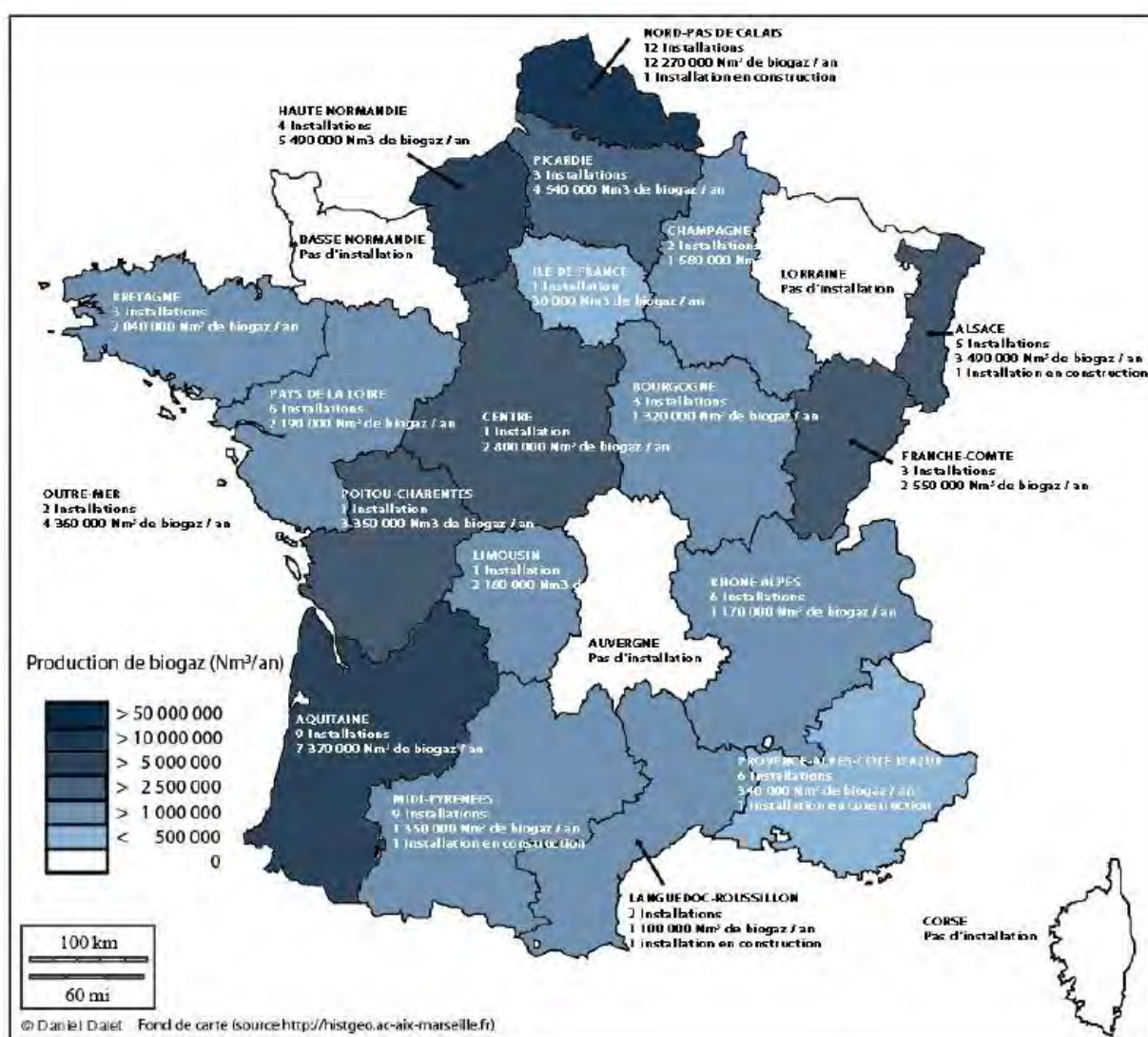


Figure 78 : Répartition des installations de méthanisation industrielle en France – Source : ATEE-Club Biogaz

Sur le podium des secteurs industriels valorisant leurs déchets par méthanisation se trouvent l'industrie de la boisson, principalement distilleries et brasseries à partir de leurs drêches, avec 15,5 millions de Nm³ de biogaz produits par an ; les fruits et légumes, avec 12 millions de Nm³ par an ; et la chimie et ses 11 millions de Nm³ par an (tableau 62). Les papeteries et les laiteries/fromageries sont les deux autres secteurs affichant une production significative, malgré le fait que la méthanisation ne soit pas forcément le mode de valorisation qui soit le plus rentables pour les fromagers par exemple.

Tableau 62 : production annuelle de biogaz en secteur industriel (estimation basée sur les données de 44 installations) – Source : ATEE-Club Biogaz

Quantité de biogaz produit par secteur (Nm ³ /an)	Boissons	Chimie	Fruits et légumes	Lait et fromage	Amidon
Opérationnel	15 519 000	10 957 000	12 114 000	4 067 000	1 910 000

Quantité de biogaz produit par secteur (Nm ³ /an)	Papeterie	Pharmacie	Sucre	Viande	Total général
Opérationnel	8 514 000	689 000	601 000	2 584 000	56 955 000

Enfin, si l'on se réfère au sondage mené par l'ATEE – Club Biogaz dans le cadre de cette étude, le respect aux réglementations en vigueur relatives aux traitements des déchets à partir d'un certain seuil de production est la principale cause de l'installation d'un méthaniseur au sein d'une entreprise. Viennent ensuite les raisons économiques, comme la réduction des coûts liés au traitement des déchets, puis les économies d'énergies réalisées (fig. 79).

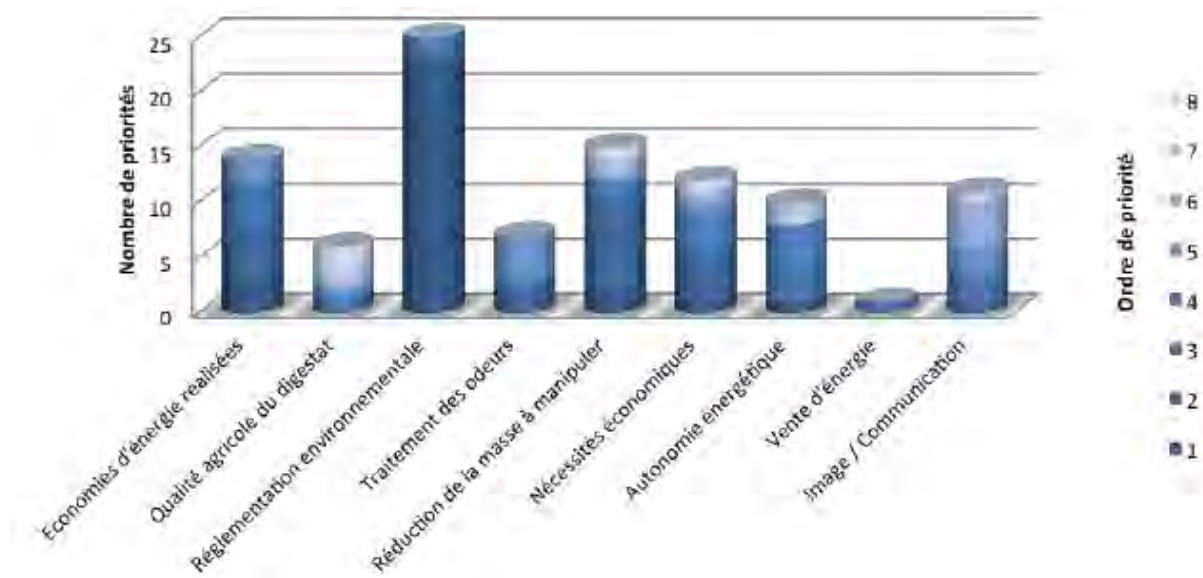


Figure 79 : motifs de choix de la méthanisation dans le secteur industriel– Source : ATEE-Club Biogaz

Le secteur agricole et territorial

A la date de l'étude, 48 installations valorisaient les déchets agricoles pour une production globale de 34,6 millions de Nm³. Leur puissance moyenne était de 200 kW. Symbole du dynamisme de la méthanisation agricole, 35 nouvelles installations étaient en projet, pour une production supplémentaire de 42 millions de Nm³. A noter que la typologie de ces projets change ces dernières années, avec la mise en place de méthaniseurs de dimension supérieure, près de 470 kW (tableau 63). Autre élément important, de plus en plus d'installations

territoriales voient le jour (fig.80), une trentaine en 2014 d'après le magazine Bioénergie International.

Tableau 63 : Tableau de synthèse du secteur de la méthanisation d'effluents agricoles – Source : ATEE-Club Biogaz

Nombre d'installations	Tonnage d'effluents traités (t _{MS} /an)	Production de biogaz (Nm ³ /an)	Puissance électrique cumulée (MW)	Puissance électrique moyenne (kW)	Production totale d'énergie électrique (GWh/an)	Production totale d'énergie thermique (GWh/an)
Opérationnel						
48	103 500	34 652 000	9,6	200	81	110
En construction						
35	109 400	42 359 000	16,4	470	99	114

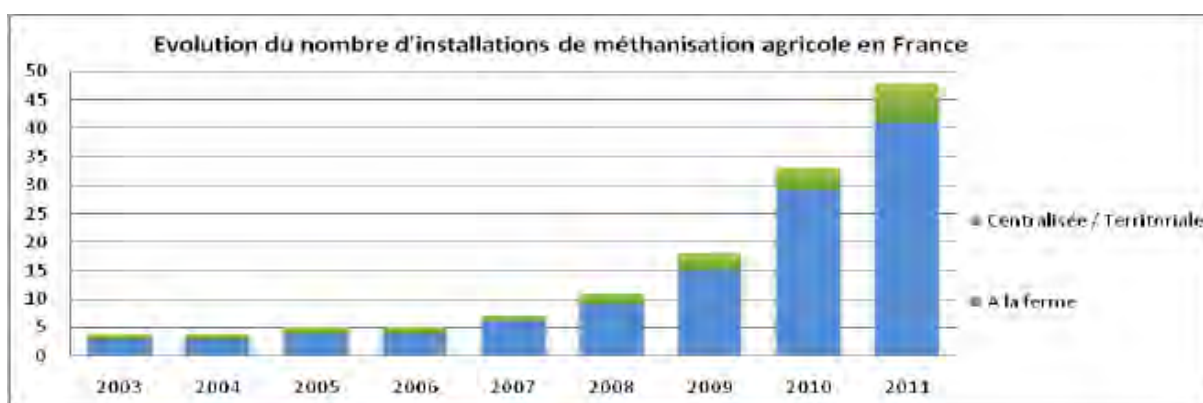


Figure 80 : Evolution du nombre d'installations de méthanisation agricole en France – Source : ATEE-Club Biogaz

Le tableau 64 montre que le nombre d'installations en fonctionnement et en construction, ainsi que la quantité de biogaz produite, région par région. Tous sites confondus, les régions les plus productrices sont la Bretagne, grande région d'élevage porcin, le Centre, les Pays de la Loire, l'Auvergne et la Champagne-Ardenne.

Tableau 64 : Nombre d'installation par région, puissance installée et quantité annuelle de biogaz produit pour les installations de méthanisation d'effluents agricoles – Source : ATEE-Club Biogaz

Régions	Opérationnel				En construction			
	Nombre d'installations		Quantité de biogaz produit (Nm3/an)	Puissance électrique cumulée (kW)	Nombre d'installations		Quantité de biogaz produit (Nm3/an)	Puissance électrique cumulée (kW)
Régions	A la ferme	Centralisée / Territoriale			A la ferme	Centralisée / Territoriale		
Alsace						1	NC	NC
Aquitaine	2		87 700	55	2	1	1 510 000	660
Auvergne	2		1 320 000	400	2		4100 000	1 050
Basse Normandie	2		925 000	260	2		1 525 000	400
Bourgogne					2		1 310 000	400
Bretagne	7	1	6 935 000	1 971	5	1	4 050 000	1 170
Centre	6		2 875 000	820	1	2	6 070 000	1 912
Champagne-Ardenne	5		1 625 000	622	2	1	3 700 000	1 200
Bretagne	7	1	6 935 000	1 971	5	1	4 050 000	1 170
Franche-Comté	2	1	1 000 000	300	4		1 715 000	466
Haute Normandie	2	1	3 010 000	660				
Languedoc-Roussillon	1		245 000	75				
Limousin	1		250 000	70				
Lorraine	1		785 000	251	1		20 000	36
Midi-Pyrénées	2		400 000	115	1	1	NC	NC
Nord-Pas de Calais	2		1 890 000	370		1	NC	NC
Pays de la Loire	2		510 000	134	2	1	6 080 000	5 350
Picardie		1	NC	NC				
Poitou-Charentes		2	NC	NC				
Rhône-Alpes	2		390 000	208				
Total	41	7	34 652 000	9 600	26	9	42 359 000	16 400

Selon la figure 81, les raisons pour lesquels les agriculteurs montent des projets de méthanisations sont très disparates. Les principales sont économiques, que ce soit les économies d'énergies ou la vente directe d'électricité et/ou de chaleur.

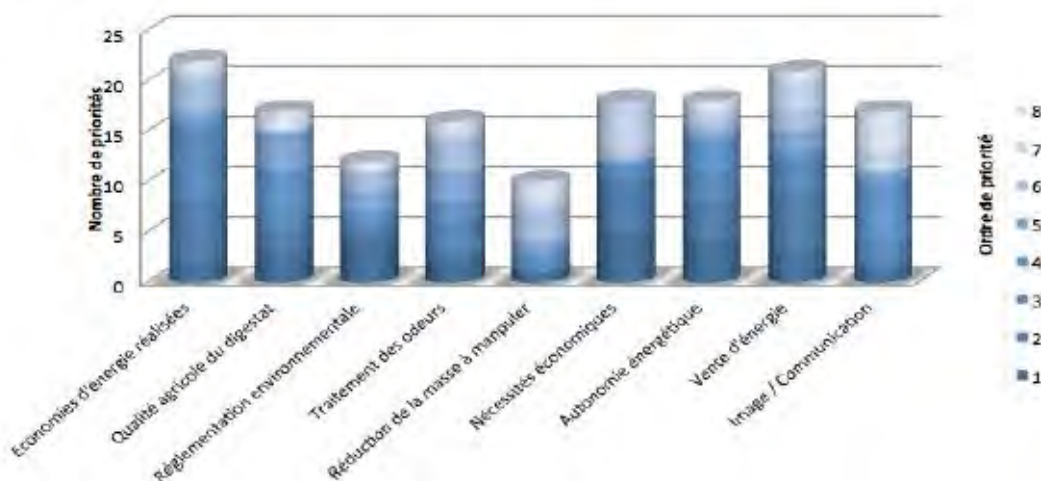


Figure 81 : Motifs de choix de la méthanisation d'effluents agricoles – Source : ATEE – Club Biogaz

Stations d'épuration des eaux urbaines

Le nombre de stations d'épuration dotées d'un méthaniseur sur site est très stable. Ceci est sans doute dû au fait que plusieurs années sont nécessaires à la réalisation d'un projet, de sa

conception à sa mise en service, sans compter que le TRI est généralement d'une dizaine d'années. Or, les stations d'épuration de collectivités sont soumises à de fréquents appels d'offres qui nuisent à la volonté de mettre en place un projet de très long terme.

Entre 60 et 80 méthaniseurs existent sur des stations d'épuration des eaux urbaines, traitant 17 millions d'équivalents habitants d'effluents, pour une production globale s'élevant à 140 millions de Nm³.

Tableau 65 : Tableau de synthèse de la méthanisation en station d'épuration des eaux urbaines
 – Source : ATEE – Club Biogaz

Nombre d'installations	Tonnage d'effluents traités (EH)	Production de biogaz (Nm ³ /an)	Puissance électrique cumulée (MW)	Puissance électrique moyenne (kW)	Production totale d'énergie électrique (GWh/an)	Production totale d'énergie thermique (GWh/an)
Opérationnel						
60	17 000 000	140 000 000	12,172	870	97	540
En construction						
4	1 530 000	13 110 000	0,190	190	1,52	70

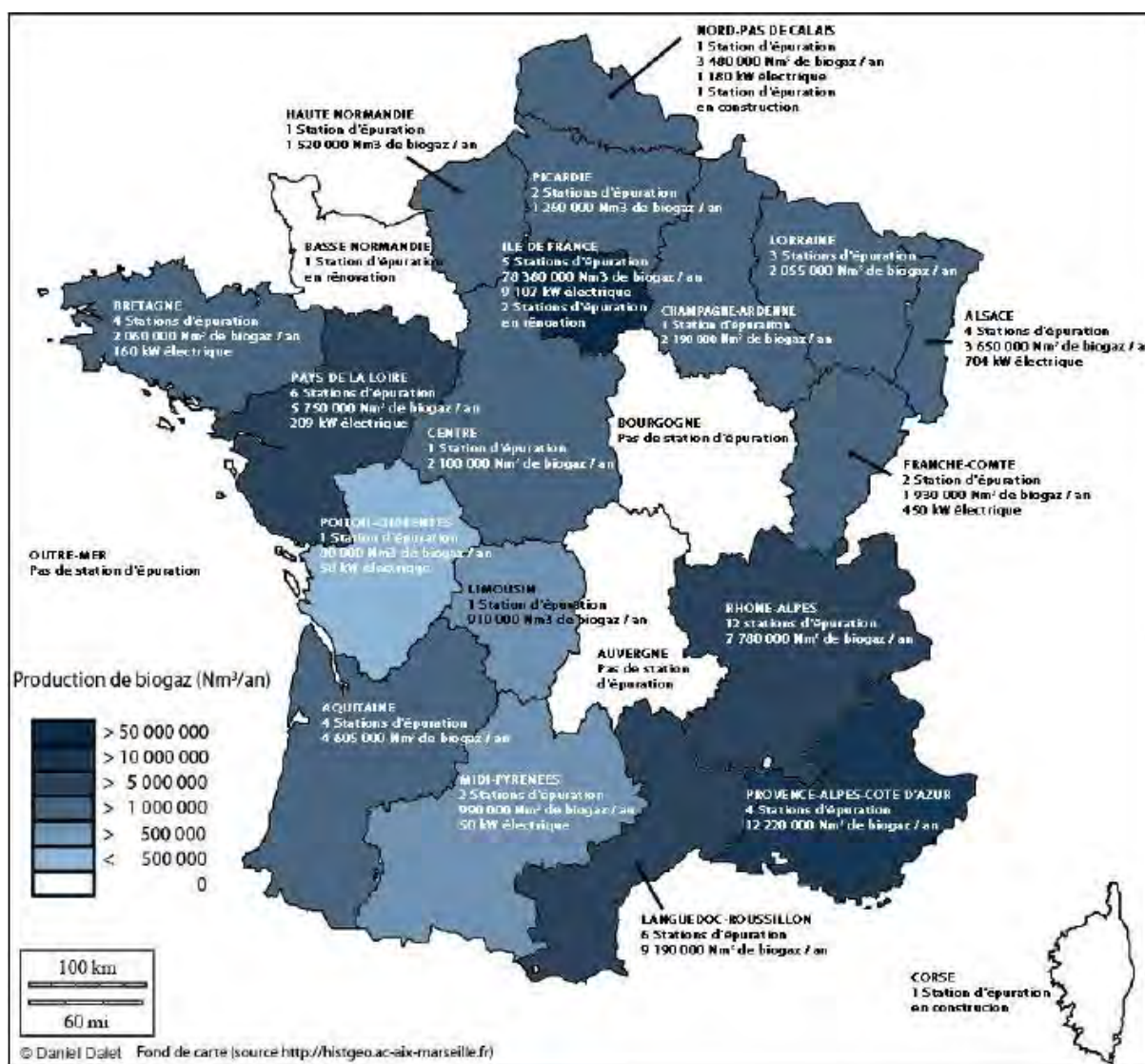


Figure 82 : Répartition géographique des stations d'épuration équipées de digesteurs anaérobies – Source : ATEE – Club Biogaz

Au niveau de la production de biogaz, les régions les plus productrices sont logiquement les plus peuplées et urbanisées : l'Ile de France principalement, avec 78 millions de Nm³, soit 56% de la production nationale), devant la Provence-Alpes-Côte-D'azur (12 millions de Nm³) et le Languedoc-Roussillon (9 millions de Nm³).

Méthanisation des ordures ménagères

Il existe un nombre restreint de sites méthanisant les ordures ménagères, une dizaine environ, mais qui ont pour caractéristiques d'être de dimension très importante : leur puissance moyenne est en effet de 2.050 kW électrique, et elles produisent au total 64 millions de Nm³ de biogaz.

Tableau 66: Tableau de synthèse de la méthanisation d'ordures ménagères - Source : ATEE - Club Biogaz

Nombre d'installations	Tonnage d'effluents traités (tonnes de MB)	Production théorique de biogaz (Nm ³ /an)	Puissance électrique cumulée (MW)	Puissance électrique moyenne (kW)	Production totale d'énergie électrique (GWh/an)	Production totale d'énergie thermique (GWh/an)
Opérationnel						
9	200 000	64 000 000	16,4	2050	51	15,4
En construction						
2	53 700	7 150 000	NC	NC	14,7	16

Bien entendu, la méthanisation des ordures ménagères, grâce à des sites de taille importante, se pratique dans des régions très urbanisées, où la densité de déchets fermentescibles est la plus importante. On retrouve dans l'ordre le Languedoc-Roussillon, avec notamment des méthaniseurs importants sur l'agglomération montpellieraine, le Nord-Pas de Calais, l'Ile de France et la Picardie.

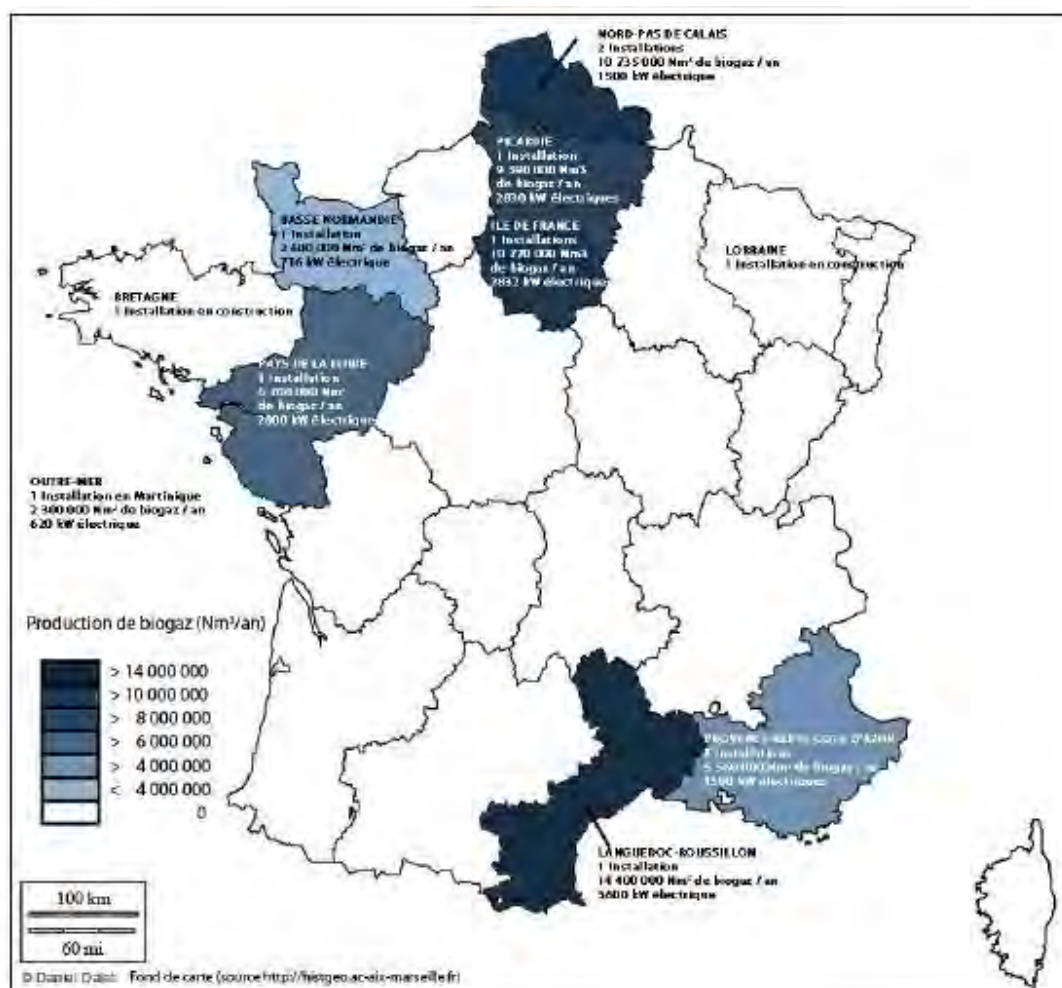


Figure 83 : Répartition géographique des installations de méthanisation des ordures ménagères

Synthèse

La figure 84 récapitule la production de biogaz par méthanisation des différentes régions françaises : elle est particulièrement importante dans le Nord de la France, en premier lieu en Ile de France (89 millions de Nm³ par an) qui bénéficie des stations d'épuration nécessaires aux traitements des eaux usées du premier bassin de population français. Viennent ensuite le Nord-Pas de Calais (30 millions de Nm³ par an), grâce à la méthanisation des déchets provenant de ses industries chimiques et des boissons (brasseries, distilleries...) et des ordures ménagères ; et le Languedoc-Roussillon (25 millions de Nm³ par an). La principale région productrice de biogaz à partir d'effluents et déchets agricoles qu'est la Bretagne n'émerge qu'à la 7^{ème} position, avec 10,6 millions de Nm³ par an.

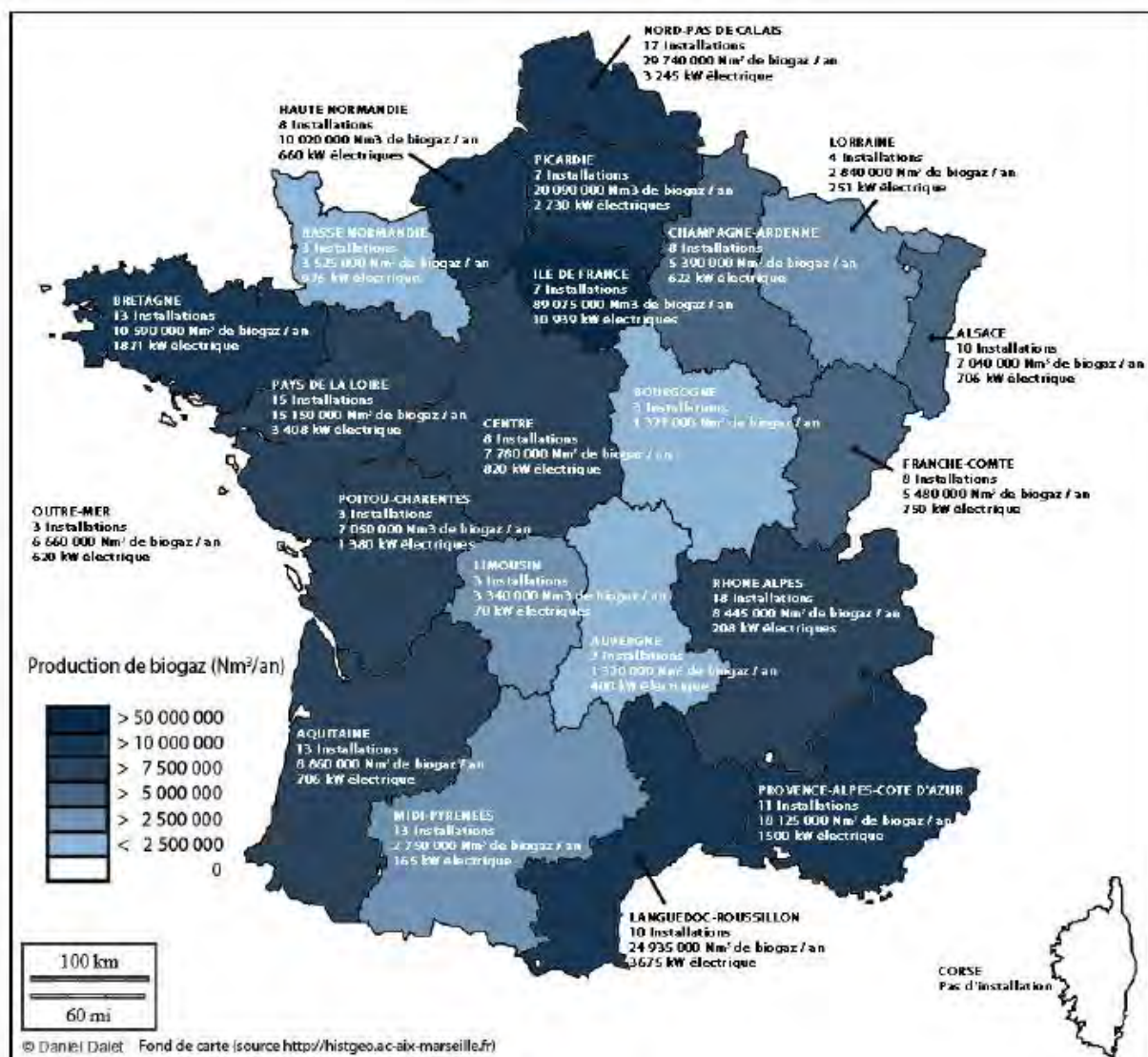


Figure 84 : Répartition des installations de méthanisation en France

La politique énergétique française a tenu à promouvoir la méthanisation dans son utilisation en tant qu'outil de traitement des déchets. Ainsi, il semblait intéressant de faire figurer ici les quantités de déchets traités par ce processus (tableau 67).

Tableau 67 : Déchets traités par chaque secteur – Source : ATEE – Club Biogaz

	Stations d'épuration	Effluents agricoles	Industrie	Ordures ménagères
Nombre d'installations	60	48	80	9
Unité	Équivalent habitant (EH)	Tonnes de MS	Tonnes de DCO	Tonnes de MB
Déchets traités par an	17 000 000	106 400	149 400	200 000

Le tableau 68 traite des modes de valorisation du biogaz en fonction des déchets qui sont traités. L'injection, inexistante en 2011 et encore très rare en 2014 (moins d'une dizaine de site en fonctionnement) n'est pas traitée. Une certaine typologie s'en dégage.

Les effluents agricoles sont quasiment exclusivement utilisés sur les exploitations qui les produisent. En effet, les déchets les plus importants du point de vue du tonnage, lisiers et fumiers, sont très peu méthanogènes et n'ont aucun intérêt à être déplacés. Puisque la majorité des exploitations agricoles sont situées en milieu rurale, il n'y a généralement très peu de besoins thermiques à proximité, qu'il s'agisse d'ensembles de résidences ou d'industries lourdes. Une valorisation par chaudière seule n'a que peu de sens. En revanche, la cogénération permet de produire de la chaleur, qui sera utilisée directement pour les besoins de l'exploitation ou de la résidence de l'agriculteur, et de l'électricité qui sera vendue.

Dans le cas des industries, c'est au contraire l'utilisation du biogaz en chaudière qui prime. La première raison consiste en des besoins thermiques très importants, que ce soit pour assurer le bon fonctionnement des procédés industriels ou le chauffage des locaux. La totalité de la chaleur produite peut être utilisée directement sur site, ce qui limite l'intérêt de la cogénération. Une seconde raison peut être avancée. La méthanisation industrielle est née en 1978, et a évolué assez lentement jusqu'en 1983, puis de manière plus importante et stable jusqu'en 1995. Même s'il elle connaît un regain important ces dernières années, de nombreuses installations sont relativement âgées et n'ont pu profiter des technologies plus modernes de cogénération.

Le gros intérêt de la méthanisation dans les stations d'épuration est la réduction de volume de déchets due au procédé. En effet, la principale source de dépense d'une station est le coût de traitement des effluents, et une réduction de ce volume entraîne des économies substantielles, qui dépassent de loin le revenu de la vente de l'électricité. C'est pour cette raison que plus de trois quarts des stations méthanisant leurs effluents sont dotés de chaudière.

Enfin, la plupart des incinérateurs ou des sites de traitement des ordures ménagères sont situés à bonne distance des résidences, pour ne pas indisposer les riverains. Les débouchés de chaleur sont relativement rares, pas d'habitation et peu d'entreprises. Ces sites vont donc disposer de cogénérateurs, afin de vendre l'électricité produite.

Tableau 68 : Mode de valorisation du biogaz pour chaque secteur (hors injection) – Source : ATEE – Club Biogaz

Type de valorisation	Effluents agricoles	Industrie	Station d'épuration	Ordures ménagères
Cogénération	96%	5%	23%	89%
Chaudière	4%	94%	77%	11%
Nombre d'installations	48	80	60	9

En conclusion sur la filière méthanisation en France, celle-ci connaît actuellement un important développement, en particulier dans le secteur agricole, où ce développement est exponentiel. AL

méthanisation des ordures ménagères commence également à se développer. En revanche, la méthanisation des effluents industriels évolue peu, car les industries sont peu nombreuses à se créer, tout comme la digestion anaérobie des boues urbaines, stagnante depuis 2001. La méthanisation des effluents agricoles et des ordures ménagères étant récente, elle s'accompagne d'une valorisation du biogaz et d'une optimisation de l'efficacité énergétique, alors que les installations de méthanisation industrielle et d'effluents urbains gaspillent une grande partie de l'énergie produite, car leur but premier est de traiter les effluents et non de produire de l'énergie. Il existe donc un fort potentiel d'amélioration d'efficacité énergétique dans ces installations.

Les nouveaux modes de valorisation que sont l'injection du biométhane au réseau ou sa valorisation en carburant pourraient donner une nouvelle impulsion à la filière, même si ceux-ci nécessitent de lourds investissements.

Tableau 69 : synthèse de la quantité de biogaz produit et de l'énergie valorisée par les installations de méthanisation – Source : ATEE – Club Biogaz

	Gaz de décharge (2008)	Stations d'épuration	Effluents agricoles	Industrie	Ordures ménagères
Nombre d'installations	301	60	48	80	9
Production de biogaz (MNm ³ /an)	1100-1350	140	34,7	57	64
Énergie primaire de biogaz produit (GWh/an)	4900-6000	905	207	397	355
<i>Production d'énergie électrique</i>					
Capacité électrique installée (MW)	NC	12,172	9,6	1,765	16,4
Électricité produite (GWh)	160	97	81,1	7,105	51
<i>Production d'énergie thermique</i>					
Énergie thermique produite par cogénération (GWh)	0	120	110	8,8	15,4
Énergie thermique produite hors cogénération (GWh)	90	420	0,2	340	0
Production de biométhane (Nm ³ /an)	45 000*	8350	0	0	0

*Donnée 2011

iii. La question de la rentabilité

Un soutien public à l'appui de la filière

Le secteur requiert des investissements lourds, qui nécessitent un accompagnement public pour boucler les budgets des projets. La rentabilisation d'un projet de méthaniseur, qui diffère selon la typologie du projet –méthanisation agricole, industrielle ou territoriale- serait seulement acquise au bout de sept ou huit années au minimum.

L'engagement de l'Etat en faveur de la biomasse-énergie passe par une multitude d'actions ciblant chacune des filières, des usages et des opérateurs. Il en résulte une cartographie particulièrement éclatée de l'action publique, sans même évoquer l'éligibilité à des dispositifs généraux comme les certificats d'économie d'énergie.

Un Fonds Chaleur sous-alimenté

Le Fonds chaleur renouvelable, qui concerne à la fois le bois-énergie, le biogaz, mais aussi le solaire thermique et les pompes à chaleur, constitue un outil de subvention essentiel à la filière. Créé en janvier 2009 dans le cadre du Grenelle de l'Environnement, il se signale par un double pilotage nationale et local. Un appel à projets annuels, géré par l'ADEME à l'échelon national, est

lancé pour des équipements produisant plus de 1 000 tep à destination des entreprises. Les autres projets sont suivis par les directions régionales de l'Agence. Fonds Chaleur permet à l'ADEME d'allouer des aides aux collectivités et aux entreprises qui souhaitent s'équiper de systèmes de production de chaleur utilisant les énergies renouvelables.

Il contribue à la limitation du coût de l'énergie puisque l'aide allouée dépend de la chaleur produite par l'installation subventionnée. Cette aide doit permettre à la chaleur renouvelable d'être vendue à un prix inférieur d'au moins 5% à celui de la chaleur produite à partir d'énergie conventionnelle, ce qui garantit des projets performants sur le plan énergétique.

Sa dynamique est toutefois en péril. Son enveloppe budgétaire de 1,2 milliards d'euros sur trois ans a été étalée sur cinq ans, victime de l'austérité financière, alors qu'une montée en puissance paraît nécessaire pour honorer les objectifs assignés. Or, le développement de la filière biomasse en général ne lui permet pas encore de se passer du Fonds Chaleur. Plus de 4,15 Mtep de chaleur restent à produire sur la période 2013-2020, et la réalisation de cet objectif nécessiterait une dotation deux fois plus importante qu'actuellement. Toutefois, il semblerait que le Fonds Chaleur puisse être pérennisé pour les années à venir.

Des tarifs d'achat très adaptés

Les tarifs d'achat sont adaptés pour les filières matures, pour lesquels les coûts de production sont relativement connus et stables, et pour lesquels les sites potentiels de développement sont nombreux, avec des conflits d'usages limités. Fondés sur l'article L.314-1 du code de l'énergie pour l'électricité et sur l'article L.446-2 du même code pour le biométhane, ils concernent les différentes filières de biomasse-énergie qui font l'objet d'arrêtés spécifiques précisant le montant des tarifs et des conditions d'éligibilité, pris après avis du Conseil supérieur de l'énergie et de la Commission de régulation de l'énergie. Les organismes responsables de l'obligation d'achat sont EDF ou les entreprises locales de distributions pour l'électricité, et l'ensemble des fournisseurs pour le biométhane. Dans ce dernier cas, les producteurs sont garantis de pouvoir contractualiser avec un fournisseur grâce à la désignation d'un acheteur de dernier recours.

Les tarifs d'achat ont pour vocation, conformément à la loi, à assurer une rentabilité normale aux capitaux investis et sont revus périodiquement afin de rester en adéquation avec la baisse des coûts de production induite par les avancées technologiques. Ce point revêt une importance capitale puisqu'un tarif d'achat trop élevé ne manque pas de susciter une bulle spéculative, ce qu'a connu le photovoltaïque en 2010.

- L'électricité

Le tarif de rachat de l'électricité, fixé par l'arrêté du 19 mai 2011, est se décompose en un tarif de base compris entre 11,19 et 13,37 cts€/kWh selon la puissance de l'installation, auquel peuvent s'ajouter une prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 4 centimes et une prime pour le traitement d'effluents d'élevage comprise entre 0 et 2,6 centimes (tableau 70).

Tableau 70 : Tarif d'achat de l'électricité pour les installations raccordées après le 21 mai 2011.

Méthanisation		ISDND	
Puissance maximale installée	Tarif de base (c€/kWh)	Puissance maximale installée	Tarif de base (c€/kWh)
≤150 kW	13,37	≤150 kW	9,745
300 kW	12,67	≥ 2 000 kW	8,121
500 kW	12,18		
1 000 kW	11,68		
≥ 2 000 kW	11,19		

Pour tout: interpolation linéaire entre les valeurs

Prime effluents d'élevage		Selon:	
Pmax	Pr max	Ef (% d'effluents)	Valeur de Pr
≤150 kW	2,0	≤ 20 %	0
≥ 1 000 kW	0	≥ 60 %	Pr max

Valeur de l'efficacité énergétique V	Prime M (c€ / kWh)
V ≤ 35 %	0
35 % < V < 70 %	Interpolation linéaire
V ≥ 70 %	4

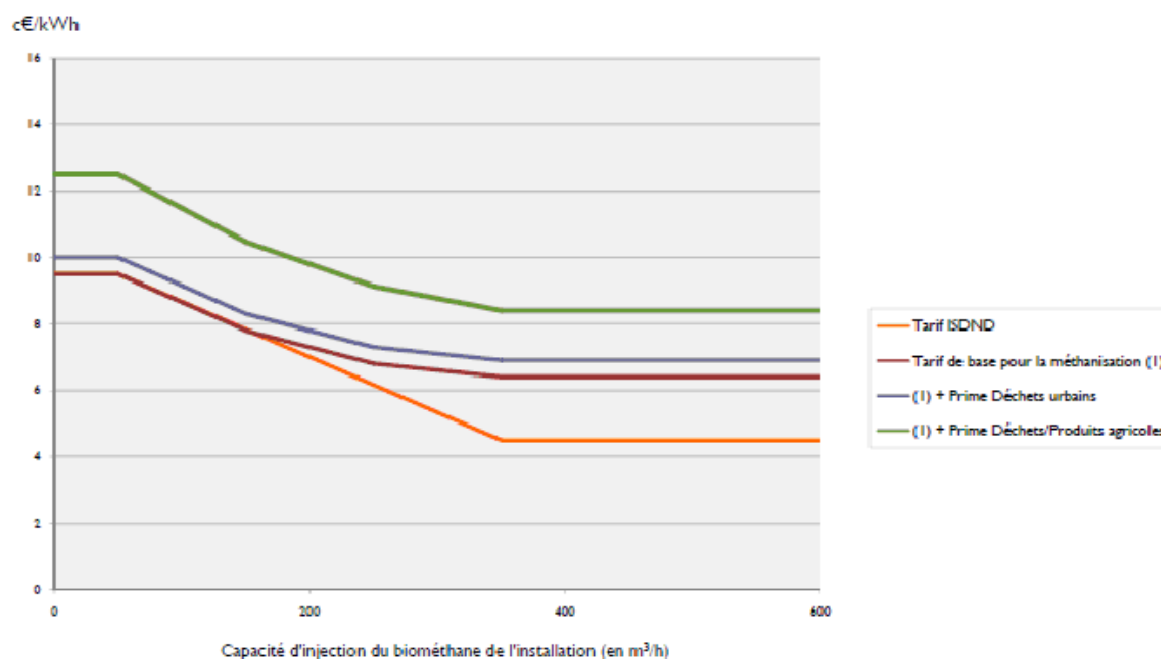
Hors chauffage digesteur, hygiénisation... (process amant)

Le tarif a été conçu en ciblant un taux de rentabilité interne (TRI) situé entre 10 et 11% pour toutes les tranches de puissance. L'impact estimé sur les consommateurs se monte à 300 millions d'euros par an à compter de 2020, soit une hausse de 1% de la facture.

Le surcroît lié à l'achat de l'électricité est financé par la contribution au service public d'électricité (CSPE) payée par les consommateurs d'électricité. Le surcroît lié à la biomasse s'établit à 116 millions d'euros en 2013 pour 285 MW et devrait atteindre 1,2 milliard d'euro pour 1,9 GW en 2020.

- Le biométhane

Pour les ISDND, les tarifs de rachat du biométhane injecté sont compris entre 4,5 et 9,5 cts€/kWh selon la taille de l'installation. Pour les autres unités de méthanisation, les tarifs d'achat du biométhane injecté se compose d'un tarif de base compris entre 6,4 et 9,5 cts€/kWh selon la taille de l'installation, auquel peut s'ajouter une prime calculée en fonction de la nature des matières traitées par méthanisation utilisés (fig. 86). Cette prime est comprise entre 2 et 3 centimes si les intrants sont composés exclusivement de déchets et de produits issus de l'agriculture ou des agro-industries. Elle est de 0,5 centime s'ils sont exclusivement composés de déchets ménagers. En cas de mélange, la prime est pondérée au prorata des quantités d'intrants utilisés par l'installation. Un tarif dit de « double valorisation » a été récemment promulgué pour les installations qui valorisent le biogaz pour partie en électricité par cogénération, et en biométhane pour la partie restante.



Tarifs de rachat du gaz selon la capacité de production annuelle	
Capacité de production en volume de biométhane (m³/h)	cts€/kwh PCS ⁽³⁾
inférieure ou égale à 50	9,5
comprise entre 50 et 100	de 9,5 à 8,65
comprise entre 100 et 150	de 8,65 à 7,8
comprise entre 150 et 200	de 7,8 à 7,3
comprise entre 200 et 250	de 7,3 à 6,8
comprise entre 250 et 300	de 6,8 à 6,6
comprise entre 300 et 350	de 6,6 à 6,4
supérieure ou égale à 350	6,4

(3) On appelle pouvoir calorifique supérieur (PCS) la quantité totale d'énergie produite par la combustion d'une quantité donnée de combustible, par exemple 1 (n)m³ pour le gaz ou 1 hl de fioul. Il s'exprime en kWh par unité de combustible. Arrêté du 24 novembre 2011.

Figure 85 : tarif d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel

La complexité du système est directement liée à la volonté gouvernementale de privilégier certains usages sur d'autres. La valorisation de la performance énergétique incite les porteurs de projets à maximiser l'efficacité des équipements ; la prime au traitement des effluents d'élevage est, elle, parfaitement compatible avec la gestion des déchets et la pérennité des installations agricoles que doit faciliter la méthanisation. Le soutien affirmé aux équipements de taille humaine renforce la territorialisation de la production de biomasse-énergie.

Le surcoût lié à l'achat du biométhane est financé par la contribution à l'injection de biométhane (CIB) payée par les consommateurs. Le tarif de rachat du biométhane injecté dans le réseau

aura un impact estimé à 200 millions d'euros par an à compter de 2020, soit une hausse de 0,66% de la facture du consommateur.

Une participation aux investissements impérative

La méthanisation se caractérise par une disparité importante des coûts d'investissements et de fonctionnement d'un projet à l'autre. Des aides fixées à l'échelon territorial complètent le financement des projets tout en orientant les investisseurs vers les valorisations les plus intéressantes. La responsabilité de ce volet territorial a été confiée à l'ADEME, guichet unique qui structure les demandes de soutien auprès des différentes sources de financement – Fonds Déchets, Fonds chaleur, plan de performance énergétique des exploitations agricoles, Fonds européen de développement régional Fonds européen agricole pour le développement rural, agence de l'eau et collectivités territoriales. Ce rôle de pilotage lui permet d'inciter au besoin au regroupement des petites installations et d'inscrire les projets dans une logique territoriale au travers de la politique de gestion des déchets. L'Agence peut aussi procéder au suivi général de la filière et évaluer au plus juste sa progression.

Par ailleurs, la Caisse des dépôts et consignations intervient au soutien des opérateurs modestes dans ce champ des énergies nouvelles. Souvent, l'engagement se révèle décisif pour « boucler le tour de table » et convaincre les investisseurs privés de la viabilité d'une infrastructure, quand moins d'une demi-douzaine d'acteurs financiers sont présents pour soutenir les projets de taille médiane.

iv. L'approvisionnement

On peut grossièrement affirmer que la distance de collecte augmente proportionnellement avec le pouvoir méthanogène des intrants. Les effluents agricoles peuvent raisonnablement être transportés sur une dizaine de kilomètres, chiffre qui peut dépasser la centaine de kilomètres pour les déchets industriels : on retrouve *grosso-modo* ce même facteur dix entre les potentiels méthanogènes moyens des ressources agricoles et industrielles. Le rayon de collecte dépend donc, indirectement de la typologie du projet.

La biomasse est une énergie locale, et la réglementation doit intégrer ce principe et le faire respecter. A la liste des recommandations des professionnels de la filière pourrait peut-être figurer la pondération des tarifs d'achat par la distance moyenne d'approvisionnement, qui offrirait une prime inversement proportionnel à sa valeur.

Il est nécessaire pour les différents acteurs de prêter attention aux « effets de bords » à l'échelle locale pour la sécurité des approvisionnements. Si la ressource est largement présente à une échelle macro, les concurrences peuvent être très importantes à l'échelle locale entre deux projets situés dans un même territoire (département, intercommunalités voisines...). Ce risque de concurrence est encore accentué pour les ressources à très haut potentiel méthanogène, dont les tonnages sont souvent réduits dans les plans d'approvisionnement des méthaniseurs : le maïs ensilé, par exemple, qui est une culture énergétique, libère cinq à six fois plus de méthane que le lisier et le fumier bovins et qui nécessitent des apports complémentaires en carbone, par exemple sous forme de paille.

Ce même problème se pose le long de certains territoires frontaliers. Le risque de captation des matières premières par des opérateurs étrangers est bien réel pour la filière biogaz dans la mesure où des industriels frontaliers n'hésitent pas à préempter la ressource pour maximiser

leur propre production, amputant d'autant le potentiel national. La filière méthanisation étant beaucoup plus mature en Allemagne et dans les pays du Bénélux notamment, un « marché du déchet » s'est créé. Des porteurs de projets situés dans ces pays pourront donc payer pour obtenir des déchets en France, dans un rayon de collecte qui soit bien sûr cohérent avec la rentabilité économique de l'installation. On assiste donc à des potentielles raréfactions de ressource sur ces territoires particuliers, menaçant des projets français qui pourraient y être implantés. Or, les règles européennes et internationales en matière de liberté commerciale proscrivent une réaction normative des pouvoirs publics. La seule réponse, d'après les rapporteurs de *la biomasse au service du développement durable*, consiste à développer les filières françaises et à rivaliser dans l'appropriation de la ressource. La filière biomasse se prête bien à cet exercice : le coût du transport représentant une fraction importante du prix global, les équipements territoriaux disposent d'un avantage tarifaire au regard des acheteurs lointains.

De cette concurrence sur un même ressource, qu'il est très difficile pour les porteurs de projets d'anticiper, naît en partie le besoin pour eux de d'avoir un interlocuteur unique qui puisse leur permettre à la fois de vérifier la faisabilité du projet, la disponibilité effective des ressources engagées et de les assister dans les démarches administratives. Il serait également souhaitable que le secteur du biogaz se dote d'un outil équivalent au PAT forestier pour identifier les ressources disponibles à un cout d'exploitation supportable et déterminer les prix afférents.

Malgré tout fondée sur des déchets peu valorisables par ailleurs, qu'il s'agisse de boues d'épuration, des effluents d'élevage, des déchets ménagers ou de toutes autres matières organiques, la filière biogaz rencontre peu de concurrence de la part d'autres opérateurs économiques pour s'assurer la matière première nécessaire à son activité. La grande difficulté demeure celle de la collecte même si, depuis le 1^{er} janvier 2012, les gros producteurs de déchets fermentescibles – collectivités territoriales comprises – sont tenus de les faire traiter en vue de faciliter leur retour à la terre sous forme d'amendements organiques. Un risque existe cependant de voir les méthaniseurs se tourner vers des matières propres et facilement accessibles de préférence aux déchets qu'ils peinent à collecter, comme cela peut se produire à l'étranger.

On pourrait également retrouver le risque d'un changement d'affectation des sols, constaté avec les biocarburants de première génération, pour approvisionner plus facilement et plus efficacement le méthaniseur.

Pour ces raisons, la France combat l'utilisation de cultures dédiées et a fait le choix de privilégier une utilisation contrôlée des cultures intermédiaires, la politique nationale visant à faire de la méthanisation une réponse à l'accumulation des déchets. La réglementation actuelle est en phase avec ce constat, puisque le recours aux cultures dédiées ne permet pas de bénéficier des aides à l'investissement et à la production de biogaz. Ainsi, l'ADEME, principale entité octroyant les subventions pour la méthanisation, limite à 25% la part de l'approvisionnement issue des cultures énergétiques, dédiées ou intermédiaires pour pouvoir y prétendre. Les cultures dédiées peuvent être tolérées en faibles quantités à condition qu'elles soient indispensables à la stabilité de l'approvisionnement. Sur les installations de cogénération en projet, 8% de l'approvisionnement en moyenne des unités à la ferme provient des cultures énergétiques contre 3% pour les cultures dédiées.

D'après des spécialistes en méthanisation au sein de l'IRSTEA, il est toutefois à craindre dans les faits que les agriculteurs gérant des installations de méthanisation en activité, en cas de concurrences et de tensions accrues sur ressources, passent outre et développent les cultures énergétiques dédiées, les contrôles étant rares, voire inexistant, une fois l'installation en fonctionnement.

Concernant les éléments de contractualisation, ceux-ci dépendent généralement de la typologie du projet :

- Méthanisation purement agricole : les ressources sont principalement des effluents d'élevage, des déchets de cultures céréalières ou ces CIVE. Les porteurs de projets possèdent l'intégralité des ressources mis en jeu, il n'y a donc pas de contractualisation, sauf potentiellement entre des agriculteurs des différentes exploitations
- Méthanisation territoriale avec intrants agricoles agricole : les agriculteurs sont souvent partie prenante de ce type de projets. Les contrats sont signés sur des longues durées, 15 ans le plus souvent, ce qui correspond à la durée des contrats d'achat de l'électricité produite par méthanisation par EDF au porteur de projet.
- Les ressources industrielles (abattoirs, IAA...) existent dans quasiment tous les projets. L'industriel qui méthanise ses déchets fermentescibles gagne sur deux tableaux : il touche à la fois la redevance pour le traitement des déchets et le produit de la vente de l'énergie produite par la méthanisation. Les contrats sont de courtes durées, de 1 à 3 ans généralement, ce qui peut représenter un problème pour la pérennité du Business Plan du porteur de projet. Or, la tendance est à une baisse globale sur le prix des déchets, ce qui va à l'encontre d'un éventuel allongement de la durée des contrats. Il s'ensuit de grosses difficultés sur l'approvisionnement à long terme puisque les installations sont généralement amorties vers les 10 ans. Actuellement, les industriels ont deux visions différentes pour surmonter ces difficultés :
 - Une vision à long terme, où les ressources à faible ou très faible durée de contractualisation ne représentent pas plus de 20 à 30% de l'approvisionnement total.
 - Les ressources sont globalement suffisantes pour surmonter les éventuelles concurrences. Mais cette vision ne prend pas en compte les concurrences à l'échelle locale, l'intercommunalité par exemple.
- Ressources de collectivités : ces ressources sont compliquées à s'approprier pour un porteur de projet extérieur, surtout si celui-ci est un agriculteur, car il peut se retrouver en difficulté pour répondre à des marchés publics où les lots peuvent être très importants en métropole. Des réflexions s'engagent pour un éventuel découpage de ces lots.

c. Analyse du potentiel

La clef-de-voute d'un bon usage de la ressource biomasse présente sur le territoire français est la parfaite identification de cette ressource. La chose n'est pas aisée tant est grande la diversité des matériaux à identifier et à cartographier.

Les cellules biomasses régionales réalisent déjà un suivi de la matière disponible et la confrontent aux sollicitations des projets portés sur le territoire. Mais l'approche locale, parfaite pour des installations de faible envergure, présente ses limites dès lors que l'approvisionnement excède les frontières de la région. De plus, les personnels des cellules biomasse auditionnés ont indiqué se concentrer sur la ressource en bois, notamment forestière, et aborder relativement peu le secteur de la méthanisation.

Un pilotage efficace de la filière, mettant en adéquation gisements et installations, ne pourra faire l'économie d'un schéma national biomasse. Celui-ci devra dénombrer toutes les ressources et hiérarchiser tous les usages potentiels pour identifier les projets optimaux dans chaque territoire et, le cas échéant, solliciter les opérateurs adéquats pour précipiter l'entreprise.

Le ministère en charge de l'agriculture a confié à FranceAgriMer, fin 2009, la mise en place d'un Observatoire nationale des ressources en biomasse (ONRB). La méthodologie générale de cette étude consiste à estimer le volume total produit pour un type de ressource sur un territoire, puis, à partir de la réfaction des volumes contraints (accessibilité physique, gestion durable...), à déterminer le volume théorique disponible pour ce gisement sur ce territoire. Enfin, en prenant en compte les volumes d'usage (alimentation, matériaux, énergie...), elle calcule le volume supplémentaire disponible pour de nouveaux usages. Les statuts de l'ONRB indiquent une utilisation de statistiques publiques, sous le respect de la confidentialité et le secret statistique. Les deux premières phases de recensement ont été achevées fin 2012. Les secteurs des biocarburants, des déchets municipaux, des industries non agro-alimentaires restent à investiguer, de même que la biomasse d'origine aquatique.

Il est encore trop tôt pour observer l'appropriation de ce nouvel instrument pour les opérateurs industriels, les porteurs de projets, les collectivités territoriales et les autorités de l'Etat. Les installations d'unités de biomasse-énergie devraient, en toute logique, connaître une rationalisation.

Outre une source de production d'énergie, la vision française de la méthanisation est aussi celle d'une réponse à la problématique de gestion des déchets. C'est avant tout dans ce secteur que se situent les ressources les plus considérables, mais elles sont aussi les plus délicates à mobiliser.

Les projections opérées par l'ADEME envisagent des parts mobilisables modérées, qui semblent donc réalisables à l'horizon 2030 (tableau 71).

Tableau 71 : Ressources mobilisables pour la méthanisation en 2030 – Source : ADEME

	Gisement total	Part mobilisable	Gisement mobilisable
Déchets organiques des ménages	16 250 392 T/An	10%	1 625 039 T/An
Effluents d'élevage	181 215 000 T/An	40%	72 486 000 T/An
Terres arables et surfaces toujours en herbe	1 240 000 000 T/An	25%, 5% et 0%	38 600 000 T/An
Résidus de récolte + herbe bord de route	28 019 918 T/An	20%	5 603 984 T/An
Industriels	8 780 653 T/An	60%	5 268 392 T/An
STEP urbaines	9 000 000 T/An	70%	6 300 000 T/An
Gros producteurs	5 351 000 T/An	60%	3 210 600 T/An

Source : ADEME

En conformité avec le dynamisme de la filière actuellement, c'est dans le secteur agricole, en particulier celui des effluents d'élevage, que se situe le plus important gisement de ressources méthanogènes, avec 38 millions de tonnes par an.

La ressource biomasse est donc largement présente sur le territoire français. Son défaut d'exploitation entraîne non-seulement un manque à gagner en termes de production d'énergie, mais aussi une gêne économique conséquente – qu'il s'agisse du traitement des déchets ou de la non-valorisation économique des massifs forestiers.

La contribution du biogaz à l'atteinte des objectifs énergétiques européens pour 2020 est inscrite dans le PAN en faveur des énergies renouvelables. Le biogaz fournirait 3,7 TWh/an sous forme électrique et 6,4 TWh/an sous forme de chaleur. Cet objectif est ambitieux, on le mesure à la vitesse d'émergence des projets, qui reste inférieure à celle escomptée (fig.87).

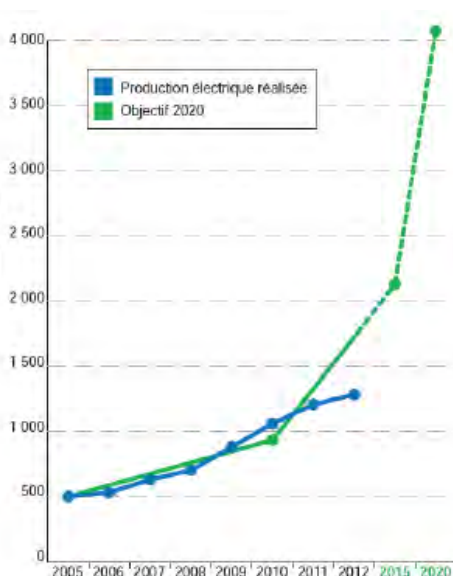


Figure 86 : Comparaison de la production électrique biogaz avec les objectifs 2020 en GWh

L'une des mesures phares pour atteindre ces objectifs est le plan EMAA annoncé par le gouvernement en avril 2013. Il envisage la construction de 130 nouveaux projets de méthanisation agricole par an entre 2013 et 2020, soit une augmentation d'environ 80% par rapport au rythme de développement actuel. La France compterait alors 1000 méthaniseurs agricoles en 2020 qui pourraient produire 2,4 TWh d'électricité, soit 800 millions de Nm³ de biométhane supplémentaires par an.

Toutefois, il existe des perspectives encore plus ambitieuses pour le biogaz. L'ADEME, dans son scénario 2030 – 2050 fait l'hypothèse de construction de 600 méthaniseurs par an d'ici à 2030 toutes technologies confondues. On pourrait alors produire 70 TWh/an. Dans cette perspective, 20% de la consommation totale de gaz proviendrait de la méthanisation. En 2050, 104,6 TWh primaires pourraient provenir du biogaz. Plus ambitieux encore, le scénario Négawatt chiffre à 157 TWh le potentiel de production énergétique du biogaz en 2050.

En fonction des valorisations existantes de chacun des déchets, peuvent être définis :

- Un potentiel total de biogaz produit à partir de la totalité du gisement de déchets fermentescibles produits, sans tenir compte des filières de valorisation actuelles,
- Un « potentiel hors valorisation » de biogaz (ou potentiel minimum) produit à partir des déchets déjà valorisés en biométhane ainsi que des déchets non valorisés à l'heure actuelle (surplus de paille, gaz de décharge torché, déchets incinérés sans production d'énergie, tec.),
- Un « potentiel hors valorisation matière » de biogaz (ou potentiel intermédiaire) excluant les déchets aujourd'hui recyclés pour une valorisation matière (industrie, amendement). Ce dernier potentiel fait l'hypothèse d'une volonté première de réduire la production de déchets, puis de valoriser énergétiquement les déchets non recyclés.

Tableau 72 : Différents potentiels de production annuelle de biogaz brut à l'échelle de la France

		Potentiel total	Potentiel hors valorisation matière	Potentiel hors valorisation
		Mtep biogaz	Mtep biogaz	Mtep biogaz
Déchets urbains	Solides	2,1	1,6	1,2
	Effluents	0,2	0,2	0,2
	Total urbain	2,3	1,8	1,4
Déchets industriels	Solides	2,9	0,3	0,3
	Effluents	0,4	0,3	0,3
	Total industriel	3,2	0,6	0,6
Déchets agricoles		10,7	≤ 10,7	5,0
TOTAL		16,2	≤13,1	7,0

Source: IFP d'après ADEME, Solagro, AND, SITA

Tenant compte uniquement de la disponibilité des ressources fatales, **la production potentielle de biogaz s'échelonne de 7 à 16 Mtep** (tableau 72). Le secteur agricole semble être de loin la première source de déchets organiques, suivi par le secteur industriel du point de vue de la production de déchets, mais par les collectivités du point de vue des déchets valorisables en énergie, une part importante des déchets organiques industriels étant aujourd'hui déjà valorisée en alimentation animale, en compost ou recyclés.

Ce potentiel doit être nuancé du fait de contraintes techniques et économiques susceptibles de restreindre le développement de la production de biométhane : l'intégralité de ces ressources n'est pas forcément économiquement mobilisable.

Il y a lieu de noter que la répartition du gisement varie selon les secteurs. Le secteur agricole dispose d'une ressource très dispersée en milieu rural, tandis que les secteurs industriels et urbains peuvent disposer d'importants volumes concentrés de déchets et de réseaux de transports facilités. Cette particularité pourrait potentiellement rendre les secteurs industriel et urbain prédominants en termes de ressources mobilisables techniquement et économiquement.

Le tableau suivant récapitule les hypothèses prises pour évaluer un potentiel de biogaz à l'horizon 2015 – 2020. Une première estimation, basée uniquement sur la prise en compte des parcs de méthaniseurs existants, des projets et des perspectives probables de développement par secteur de la méthanisation aboutit à une capacité totale de 1,4 Mtep de biogaz. Si l'on ajoute la production en décharge, calculée à partir d'hypothèses sur le taux moyen de récupération du biogaz et sur son taux de valorisation énergétique, **la capacité totale de production de biogaz représenterait donc 2,3 Mtep.**

Dans un second temps, la prise en compte d'une taille seuil minimum d'installation de méthanisation permettant de rentabiliser l'épuration du biogaz pour un usage carburant réduit le potentiel de près de 15%, soit **un potentiel technico économique final de 1,9 Mtep de biométhane carburant.** Cette taille seuil dépend du substrat utilisé et la rentabilité d'une unité d'épuration ne peut s'évaluer que projet par projet. Néanmoins, pour ce calcul réalisé à l'échelle macro-économique, les hypothèses considérées sont précisées dans le Tableau 73 ci-dessous.

Tableau 73 : Potentiel de production de biogaz à l'horizon 2015 – 2020

Secteurs	Capacité totale 2015-2020 (Mtep)	Commentaires	Capacité de production de biogaz-carburant (Mtep)	Commentaires
Agricole	0,46	Objectif du Grenelle de l'environnement pour 2013	0,34	75% du biogaz agricole (344 ktep) pourraient être produits en installations collectives de capacités suffisantes pour permettre la rentabilité économique de la production de BioGNV.
Urbains	1,09	Dans un système optimisé 90% du méthane collecté en décharge en 2020 pourrait être converti en énergie. 23 projets de méthaniseurs d'OM sont annoncés (soit 83 ktep) tandis que l'équipement des STEP urbaines pourrait doubler selon l'ADEME (soit 150 ktep)	0,86	90% des décharges auraient une capacité suffisante pour permettre la rentabilité économique de la production de BioGNV (> 50 000 EHI). Des limites cependant sur la teneur en CH ₄ des gaz de décharges qui peut significativement varier. L'ensemble des méthaniseurs d'OM (83 ktep) et 8% des méthaniseurs de STEP (12,7 ktep minimum) aurait une capacité suffisante pour permettre la rentabilité économique de la production de BioGNV.
<i>dont gaz de décharge</i>	0,87		0,78	
<i>dont méthaniseurs</i>	0,22		0,08	
Industriel	0,73	Plans et projets : 0,73 Mtep	0,73	100% de la capacité industrielle totale
TOTAL	2,28		1,93	

Source: IFP d'après ADEME, Solagro², AND³

Par ailleurs, il convient de préciser deux points :

- Les chiffres mentionnés ci-dessus correspondent à une production « brute » de biogaz, et non « utile », ne tenant donc pas compte de l'autoconsommation du procédé, de l'ordre de 10% de la production « brute » d'énergie.
- Les potentiels technico-économiques tiennent compte d'un critère de rentabilité de la production de bioGNV, sans toutefois la comparer aux performances technico-économiques des autres filières de valorisation possibles du biogaz brut (électricité et/ou chaleur).

Le tableau 74 prend en compte diverses hypothèses mises en place par l'ADEME dans le cadre de sa vision énergétique 2030 – 2050. Les cultures principales énergétiques n'ont pas été prises en compte, conformément à la politique de l'ADEME, les cultures dérobées et résidus de cultures montrent un fort développement, au contraire des déchets organiques.

Tableau 74 : production énergétique issues de la méthanisation – Source : ADEME

Méthanisation	2030	2050
	Mtep prim.	Mtep prim.
Matières agricoles	4,70	7,60
Effluents d'élevage	1,70	1,50
Cultures dérobées et herbe	2,00	3,60
Résidus de culture	1,00	2,50
Déchets organiques	1,23	1,23
Déchets et effluents industriels	0,40	0,42
Boues des STEP urbaines	0,19	0,20
Déchets des gros producteurs	0,14	0,14
Déchets organiques des ménages	0,07	0,07
ISDND	0,43	0,40
TOTAL	6	9

Le tableau 75 est issu des prévisions du bureau d'études SOLAGRO. Par comparaisons avec les estimations de l'ADEME, SOLAGRO présente des productions primaires d'énergie beaucoup plus optimistes, avec 83 TWh contre 70 TWh selon l'ADEME en 2030, et 145 TWh contre 100 TWh en 2050.

Tableau 75 : Les ressources actuelles : déjections d'élevage, déchets IAA, boues urbaines, biodéchets – Source Solagro

Energie primaire, TWh – AFTERRRES 2050	2010	2020	2030	2050
Biodéchets (ménages, IAA,...)	6	8	10	8
Déjections d'élevage	1	11	19	22
Résidus de culture méthanisés	-	12	23	38
Cultures intermédiaires méthanisées	-	15	26	47
Biogaz ex-prairie	-	0	5	28
TOTAL	8	45	83	145
<i>(Ademe Tranjectoire 2030-2050)</i>			70	100

GDF SUEZ, d'après une étude de potentiel ADEME-SOLAGRO daté de 2013, estime le potentiel biogaz Français à 185 TWh (dont 170 TWh d'origine agricole), soit 20 000 unités environ, et supérieur à 500 TWh pour l'Europe (fig.88). La majeure partie du potentiel brut étant représentés par les résidus de culture, ce sont sans surprise les régions céréalières, Centre, Picardie, Champagne-Ardenne et le Poitou-Charentes qui montrent le potentiel méthanisable le plus important. A noter que l'injection du biogaz sous la forme de biométhane devrait atteindre les 40 à 50% entre 2030 et 2050.

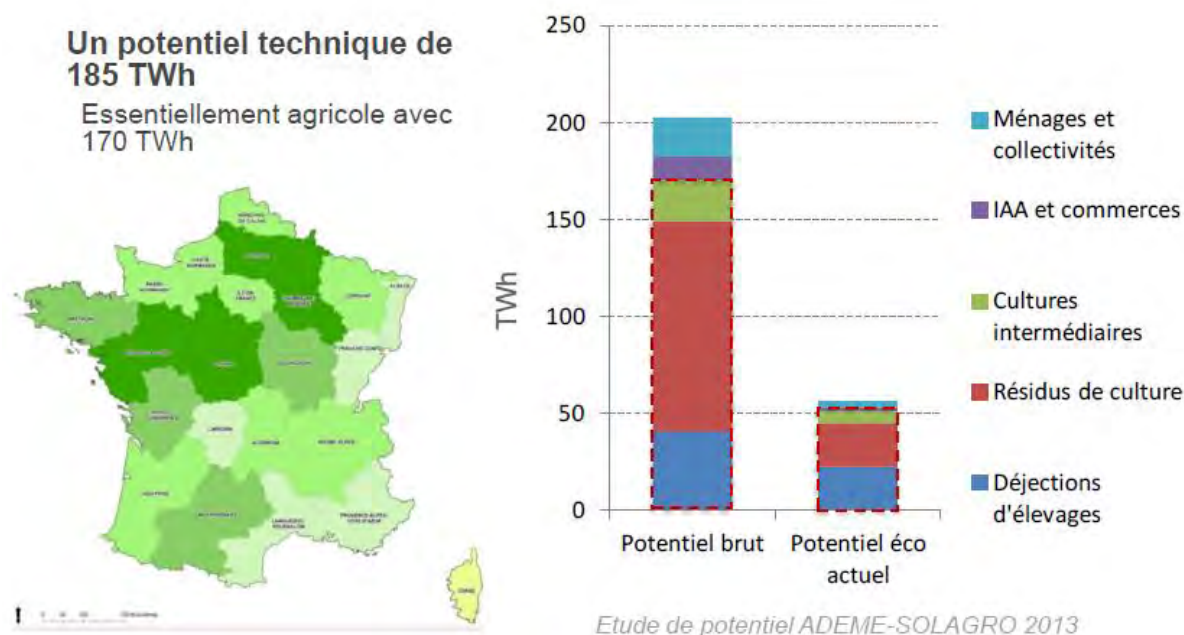


Figure 87: Potentiel technique de la méthanisation en France

d. Freins et perspectives déblocage

La plupart des éléments de ce chapitre sont issus de l'étude 2014 de l'ATEE – Club biogaz « **Le Biogaz, une énergie renouvelable multiforme, stratégique dans la transition** ». Elle souligne les spécificités de la production de biogaz : technique de valorisation des matières organiques, source de fertilisants « non fossiles » et énergie renouvelable multiforme. Ce document décrit aussi les nombreux atouts qui confèrent à cette filière des perspectives majeures de développement dans le cadre de la transition énergétique. Enfin, il détaille les propositions de la filière. Elles ont pour vocation à enrichir les travaux engagés dans le cadre de la modernisation du droit à l'environnement et de la simplification de l'action publique.

Une filière dans la logique d'économie circulaire

Le biogaz produit par méthanisation présente de grands avantages dans plusieurs domaines. C'est :

- **Une ressource énergétique** produite grâce à la conversion des déchets des ménages, des collectivités et des entreprises en énergie. Celle-ci est produite et consommée localement *via* des réseaux de chaleur collectifs à prix compétitifs. Elle peut prendre la forme de biométhane valorisé en carburant.
- **Une ressource agronomique** puisque le digestat permet un retour au sol des éléments fertilisants et amendants présents dans les intrants. Le digestat remplace ainsi les fertilisants minéraux obtenus par voie chimique à partir de l'azote de l'air, coûteux énergétiquement ou à partir de gisements fossiles de potasse ou de phosphate de calcium.
- **Une ressource économique** car la méthanisation permet la diversification et la sécurisation des bénéfices des exploitants agricoles et une réduction des coûts d'intrants

comme les engrais ou l'énergie. Elle dégage également des revenus pour les territoires ruraux par le biais de taxes et d'impôts.

Des atouts uniques parmi les énergies renouvelables.

Comme les autres énergies renouvelables, le biogaz réduit la dépendance aux énergies fossiles et la volatilité du prix des produits énergétiques et il contribue à la lutte contre le changement climatique. Le biogaz a, de plus, des caractéristiques qui le rendent complémentaire des autres énergies renouvelables. Elle peut en effet être :

- **Stockée** : elle peut ainsi être injectée sous forme d'électricité ou sous forme de gaz dans les réseaux afin de compenser l'intermittence des autres énergies renouvelables et soutenir l'approvisionnement en période de pointe ;
- **Transportée** : les réseaux de gaz naturel sont à même d'accueillir le biométhane. Ainsi, cette énergie issue de la biomasse peut être acheminée sur de longues distances à moindre coût ;
- **Prévisible** : la quantité d'énergie produite ne dépend pas des aléas climatiques mais uniquement de la quantité de matières introduites dans le digesteur ;
- **Substituables aux carburants fossiles** : le bioGNV est un carburant renouvelable et local. Sa production n'entre pas en concurrence avec les besoins alimentaires puisque le recours aux cultures énergétiques est très fortement limité en France.

Une filière créatrice d'emplois locaux

La première loi de rachat de l'électricité issue du biogaz de 2005, à une date où la filière était quasiment inexistante, notamment dans le domaine agricole, a permis l'apparition de nombreux bureaux d'études et de développeurs sur la période 2005 – 2010, en phase amont. Celle de la concrétisation des projets n'en est qu'à ses débuts puisqu'entre 3 et 6 ans sont nécessaires entre l'« idée » et sa réalisation. Depuis, le développement soutenu et continu de la filière méthanisation est responsable d'une importante augmentation du nombre des emplois dans le secteur. Entre 2005 et 2010, celui-ci a ainsi doublé, de 450 à 1035.

La nouvelle revalorisation des tarifs de rachat de l'électricité issue du biogaz en 2011 ayant légèrement amélioré les conditions de rentabilité économique des installations, la filière poursuit les recrutements de personnel. L'étude emploi de Club Biogaz a dénombré en 2013 près de 1700 emplois directs et indirects dédiés à la production de biogaz. L'augmentation du nombre des emplois est essentiellement liée à la valorisation du gaz de décharge. Mais une accélération de la dynamique de création d'emplois liés à l'exploitation est à prévoir : maintenance, mais surtout collecte des déchets ou matières organiques, approvisionnement du méthaniseur, gestion du procédé technologique, et logistique aval pour la valorisation des digestat.

Par extrapolation avec les objectifs nationaux de production d'énergie, on estime à 16 000 le nombre d'emplois d'ici à 2020 dans le développement de projets, l'assistance à maîtrise d'ouvrage et la maîtrise d'œuvre, le génie civil, l'exploitation des installations, l'analyse en laboratoire, la conception des installations par des bureaux d'études spécialisés, la collecte des déchets, l'exploitation des réseaux de transport de l'énergie, etc. Les deux figures ci-dessous (fig.89 et tableau 76) sont tirées de l'étude 2011 de l'ATEE – Club Biogaz intitulée « *Emplois dans la filière biogaz de 2005 à 2020* ».

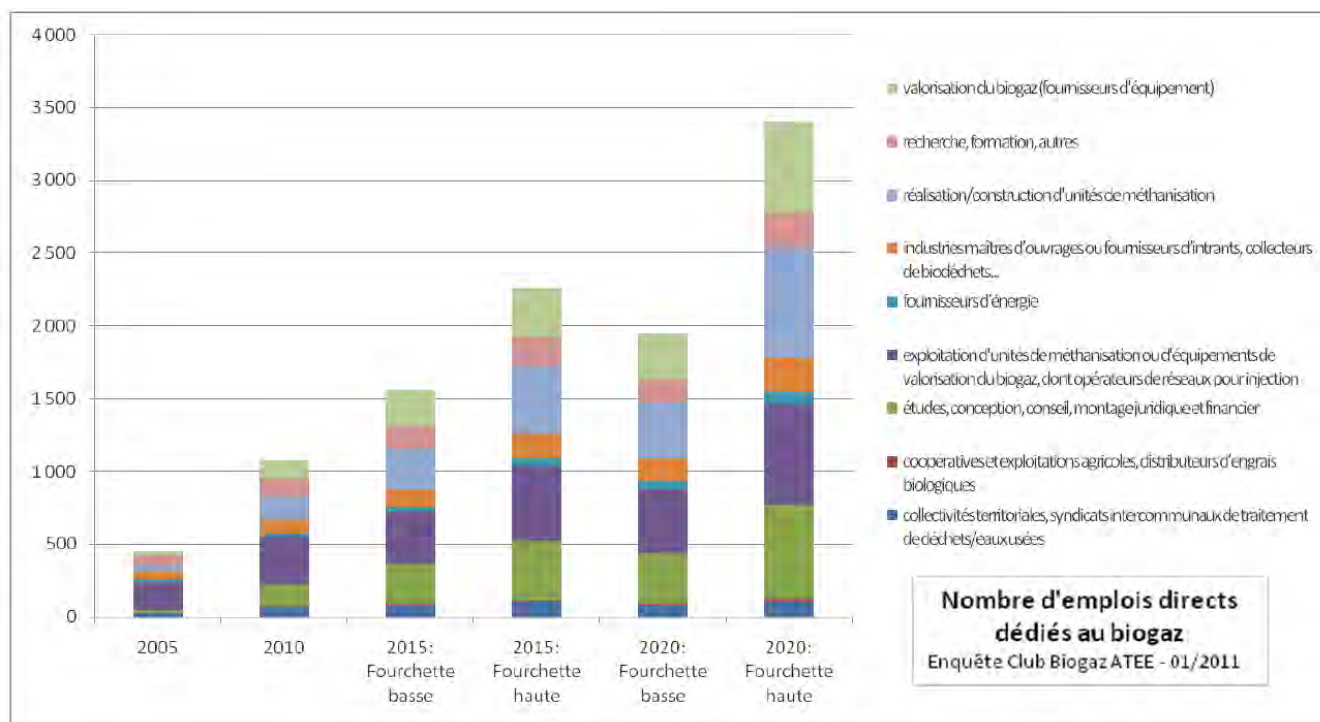


Figure 88 : Nombre de personnes dédiées au biogaz (emplois directs uniquement) – Source ATEE – Club Biogaz

Le nombre d'emplois et leur durée (permanent ou pour le temps de développement du projet) ont été calculés pour une unité de méthanisation territoriale de 1 MW électrique installé. L'étude a estimé que 10,6 hommes-ans sont nécessaires pour le développement du projet, et que 4,7 emplois permanents sont créés pour l'exploitation et la maintenance.

Tableau 76 : nombre d'emplois créés pour une installation de 1 MW électrique – Source : ATEE – Club Biogaz

Phase	Activité	Durée
Phase 1	étude d'opportunité, faisabilité et de prospection	6 à 12 mois
Phase 2	études détaillées, technique et montage de dossiers	6 à 12 mois
Phase 3	instruction et d'épuration des recours	12 à 24 mois
Phase 4	réalisation des équipements et de construction de l'installation	6 mois
Phase 5	exploitation	15 à 20 ans
Phase 6	démantèlement éventuel	6 mois

Nombre d'emplois pour une installation de 1 MW él					
Type d'emplois	temporaire	temporaire	temporaire	permanent	non délocalisable
Phase	1 + 2	3	4+6	5	
Equivalent Temps Plein annuel pour 1 MW	Etudes opportunité + détaillée	Instruction	Construction + démantèlement	Exploitation	
Durée	6+6 mois	12 mois	6+6 mois	20x12 mois	
Développeur	1,0 ETP/a	0,5 ETP/a			1,0 ETP/a
Bureau d'études	0,7 ETP/a	0,2 ETP/a	0,2 ETP/a		0,2 ETP/a
Maitre d'œuvre	0,5 ETP/a	0,1 ETP/a	1,0 ETP/a	1,0 ETP/a	
Maitre d'ouvrage, Financier, Avocat	0,3 ETP/a	0,1 ETP/a	1,0 ETP/a		0,5 ETP/a
Constructeurs équipement			2,0 ETP/a		2,0 ETP/a
Constructeurs installations			3,0 ETP/a		3,0 ETP/a
Exploitation apporteur intrants				1,0 ETP/a	1,0 ETP/a
Exploitation fonctionnement				1,0 ETP/a	1,0 ETP/a
Gestion (analyse, contrôle)				1,0 ETP/a	0,5 ETP/a
Maintenance				0,2 ETP/a	0,1 ETP/a
Vente				0,5 ETP/a	0,5 ETP/a
Total ETP/an	2,5 ETP/a	0,9 ETP/a	7,2 ETP/a	4,7 ETP/a	9,8 ETP/a
Total ETP/an temporaires				10,6 ETP/a	6,7 ETP/a
Total ETP/an permanents (20 ans)				4,7 ETP/a	3,1 ETP/a

Par unité de 1MW : 10,6 hommes-ans pour le développement du projet 4,7 emplois permanents pour l'exploitation, maintenance

D'après le calcul précédent extrapolé aux objectifs du Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables, dont l'objectif est de disposer de 23% d'énergie renouvelable en 2020 :

- Electricité : pour 2020, la puissance électrique installée pour le biogaz devra être de 625 MWe, dont 461 MWe sont encore à mettre en place. Cela représente 6 600 hommes-ans liés au développement et 2 900 emplois permanents à créer.
- Chaleur : Les objectifs pour 2020 sont fixés à 555 ktep, soit 6438 GWh. Pour un fonctionnement des installations de 8000 h/an, cela représente une puissance thermique installée de 804 MWth. Sachant que 1 MWel installé correspond à plus de 2 MWth, et qu'une petite partie de la chaleur et de l'électricité est produite en cogénération, donc par les mêmes emplois, il est considéré ici que 1 MW thermique représente la moitié des emplois d'1 MW électrique. Pour 2020, cela représente 4300 hommes-ans liés au développement et 1900 emplois permanents.
- Injection et biométhane carburant : L'étude estime que selon les objectifs 2020, côté gestion des réseaux, l'injection représentera 150 à 200 emplois directs permanents. Selon les hypothèses, les emplois directs liés à la valorisation carburant du biométhane injecté représenteraient entre 250 et 1500 hommes-ans locaux.

Au total, en 2020, ces ont au moins 12 000 hommes-ans liés et 5 000 emplois permanents, dont plus des deux-tiers non délocalisables hors région, que la filière biogaz peut créer.

Une filière peu exigeante en soutiens publics

La situation économique globale de l'Europe et les modifications des lignes directrices en matière d'aides à la production d'électricité posent la question du devenir des soutiens apportés au biogaz :

La maîtrise des dépenses publiques

D'après ATEE – Club Biogaz, si les investissements nécessaires au développement des énergies renouvelables pèsent de plus en plus lourd auprès des contribuables, la multiplication du nombre des installations de biogaz ne devrait pas d'aboutir à un « emballement » de la dépense. D'une part, les investissements conséquents ainsi que la lourdeur des démarches administratives tempèrent la création des installations, la réservant aux seuls professionnels. D'autre part, le caractère fini de la ressource « déchet » et l'absence de soutien de la part du gouvernement français aux cultures énergétiques dédiées limitent le nombre de projets sur le territoire national.

L'étude 2014 d'ATEE – Club Biogaz sur la rentabilité des installations de méthanisation met en évidence que les sommes engagées pour développer la filière, incluant tarifs et subventions sont économiquement compensées par les économies réalisées en termes d'emplois, de production d'énergie et de réduction des émissions de CO₂.

Le maintien des mécanismes de soutien

La filière n'est toutefois pas encore assez mature à l'heure actuelle pour être compétitive sur le marché de l'énergie sans soutien financier de l'Etat. La méthanisation collective, celle qui présente le potentiel de développement le plus important, reste une technologie émergente : les principaux constructeurs ne présentent actuellement qu'une vingtaine d'installations en service, pour la plupart très récentes.

Les lignes directrices de la Commission européenne en matière d'aides à la production d'électricité proposent de recourir à d'autres outils que les tarifs d'achat considérés comme trop impactants pour la concurrence sur les marchés de l'électricité. Ces tarifs sont pourtant indispensables au développement de la filière, fournissant aux investisseurs la garantie d'une rentabilité minimale pour les quinze années de contractualisation. Une limitation de ces apports risquerait d'empêcher le bouclage du montage financier d'un certain nombre de projets. De plus, la production d'électricité par le biogaz est encore insuffisante pour perturber l'équilibre des marchés électriques. Dans un futur à moyen ou long terme, un mécanisme de soutien à l'équilibrage du réseau pourra s'avérer intéressant pour les installations biogaz, celui-ci pouvant être stocké pendant quelques heures. Un système « prix de marché + primes » pourra aussi être étudié pour les installations agricoles qui produisent plus d'effluents l'hiver, au moment où la demande énergétique est la plus forte dans l'année.

Les appels d'offres, quant à eux, ne semblent pas adaptés aux besoins de la filière compte tenu de la dispersion géographique de la production, de contraintes sur le rayon d'approvisionnement ainsi que de la petite taille des entreprises dans la filière qui n'ont pas toujours le moyen de monter un dossier conséquent sans garanties de financement.

Une solution de mobilité durable avec le bioGNV

Le BioGNV, un carburant local, propre et durable

Le biométhane, de même composition chimique que le gaz naturel, peut être soit injecté dans les réseaux de transport et de distribution du gaz, soit compressé et utilisé directement sous forme de bioGNV.

Les études réalisées en Europe ont montré que le développement du bioGNV, carburant renouvelable, était étroitement lié à celui de la filière GNV et à l'implication forte des pouvoirs publics, industriels et des acteurs de l'énergie. Ainsi, le gaz naturel constitue un carburant

fossile de transition avant que le biométhane ne prenne une part importante dans les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel.

Par ailleurs, l'utilisation d'un véhicule GNV permettrait la réduction de près de 70% des externalités dues aux polluants en particules et de 90% celles dues aux gaz à effet de serre par rapport au diesel.

Un atout pour l'économie française

Les travaux du Club Biogaz de 2011 évaluent entre 250 et 1500 le nombre d'emplois locaux créés par le développement de la filière bioGNV, d'ici 2020 et ce, en ne comptabilisant que les emplois de conception et de construction de stations de bioGNV.

Les tarifs de gaz régulés par la CRE, selon une estimation des coûts d'entretien des réseaux et du transport de gaz rapportés aux volumes consommés, risquent de faire supporter aux consommateurs une part structurelle de plus en plus importante, qui pourrait à long terme devenir inacceptable, compte tenu des efforts faits par ailleurs pour réduire les consommations énergétiques (isolation thermique en particulier). Dès lors, le développement du GNV et du biométhane passant par les réseaux permettrait de se substituer à la baisse de la consommation des ménages, et de maximiser l'usage d'une infrastructure déjà existante et développée grâce aux investissements de la collectivité.

Un investissement pour préparer l'avenir

Les objectifs de consommation d'énergie d'origine renouvelable font état d'un part de 10% de la consommation finale dans les transports d'ici à 2020. Le bioGNV, au même titre que la voiture électrique, est l'une des solutions qui devraient permettre d'atteindre ces objectifs. Mais la filière du bioGNV souffre d'un manque de compétitivité :

- Le faible maillage des stations fournissant du (bio)GNV limite l'achat des véhicules adaptés ;
- Les volumes limités de véhicules GNV vendus les rendent coûteux à la fabrication et à l'entretien. Pourtant, une flotte de véhicules GNV peut représenter 30% d'économie en fonctionnement par rapport au diesel, y compris en intégrant le surcoût des véhicules ;
- Chaque maillon de la filière existe en France, mais les acteurs sont dans l'attente de signaux forts pour initier le développement de la solution bioGNV.

Les points clés du développement de la filière

La Club Biogaz a formulé, dans son « Livre Blanc » 2014, 50 propositions dont le contenu dessine le cadre souhaité par la filière pour le biogaz et le bioGNV. Ces propositions sont issues de l'expérience de terrain des adhérents du Club Biogaz, et se déclinent de la façon suivante :

- **9 propositions stratégiques**
 - S'engager dans un développement de long terme du biogaz
 - Soutenir le développement des nouveaux projets
 - Encourager le développement d'un savoir faire
- **9 propositions tarifaires**
 - Consolider les tarifs d'achats
 - Rendre les tarifs plus flexibles
- **15 propositions réglementaires**
 - Faciliter la mise en œuvre de la réglementation ICPE
 - Mettre en place les bases d'un guichet unique

- Tenir compte des interactions avec le droit à l'urbanisme
- Favoriser le recyclage local de la matière organique
- **17 propositions pour le bioGNV**
 - Afficher une position ferme et une stratégie de long terme
 - Inciter les collectivités et les transporteurs à utiliser le bioGNV
 - Envoyer un signal clair aux constructeurs français
 - Organiser l'approvisionnement
 - Développer la technologie pour tous

D'après les auteurs, « si une attention prioritaire doit être accordée, ce serait certainement sur les propositions évoquées ci-dessous ».

Un véritable engagement de l'Etat en faveur du biogaz

La filière a besoin d'un pilotage par un délégué interministériel unique, porteur d'une vision stratégique à long terme, mais aussi d'objectifs de développement détaillant toutes les formes de valorisation propres au biogaz : électricité, réseaux de chaleur, usage direct de la chaleur et injection du biométhane.

La filière nécessite aussi un soutien financier affirmé aux porteurs de projets en leur donnant de la visibilité sur les montants de subventions allouables et en sécurisant l'accompagnement par les établissements financiers.

Enfin, il est aujourd'hui indispensable de développer un savoir-faire français en soutenant la R&D

Un tarif d'achat de l'énergie couvrant les coûts de production

Les propositions tarifaires présentent une nouvelle vision des tarifs d'achat de l'électricité et du biométhane : l'augmentation de la taille de l'installation n'entraîne plus de dégressivité du tarif sauf pour les petites installations. Ce changement devrait s'accompagner d'un allongement de la durée des contrats à 20 ans conformément aux recommandations de la CRE et de la filière.

En outre, l'adaptation des primes est souhaitée : adoption de la définition de la prime agricole (injection) dans les tarifs cogénération, élargissement de l'assiette de la prime à l'efficacité énergétique pour inclure le remplacement du chauffage électrique et la transformation des intrants et autoriser la création de débouchés thermiques près la mise en service de l'installation.

Un cadre juridique plus simple et plus efficace

Même si, d'après les professionnels du Club Biogaz, le cadre réglementaire de la méthanisation est relativement lisible, des ajustements pourraient être faits pour faciliter la tâche des porteurs de projets en harmonisant l'application de la réglementation, en réduisant la complexité des démarches et en poursuivant dans une logique de « guichet » unique, à la fois pour les questions administratives, financières mais aussi pour le raccordement des installations. Actuellement ; la constitution des dossiers nécessite deux ans en France contre huit mois en Allemagne, et certains projets sont toujours à l'instruction après une demi-douzaine d'années.

Toutefois, et ceci est commun à l'ensemble des filières de biomasse énergie, leur développement ne doit pas conduire les pouvoirs publics à faciliter sa croissance en levant inconsidérément toutes les dispositions réglementaires qui y font obstacles. Souvent décriées par les opérateurs au cours des auditions, ces prescriptions ont pour bon sens la protection de

l'environnement et des populations. En effet, le recours à la biomasse n'est pas exempt de risques et il en s'agit pas, au prétexte de répondre à la problématique de la transition énergétique, de générer des situations et des pollutions préjudiciables à la santé humaine. A l'inverse, dans un secteur économique particulièrement innovant, il est impératif que les organismes administratifs apprécient avec célérités les évolutions technologiques de façon à adapter le cadre juridique en conséquence.

Enfin, la question du recyclage local de la matière organique est un élément clé pour faire entrer la production de biogaz dans une logique d'économie circulaire. Pour cela, il est possible d'orienter les déchets organiques vers des installations locales de valorisation, d'adapter les règles d'épandage aux installations collectives ou encore de favoriser la recherche sur la fertilisation innovante.

Un plan ambitieux de développement du bioGNV

Les avantages écologiques de la valorisation en bioGNV sont connus. Néanmoins, la généralisation de ce combustible est limitée par un faible nombre de stations de ravitaillement et par la méconnaissance du grand public de cette alternative aux carburants fossiles.

Pour permettre le déploiement d'une filière bioGNV et GNV, il appartient aux pouvoirs publics de s'engager de façon pérenne auprès des acteurs et de concrétiser ce soutien par des aides à l'innovation, par un traitement comparable à celui fait aux véhicules électriques ou encore par un comportement exemplaire des acteurs publics dans leurs achats de véhicules.

Les freins à la filière

La plupart des différentes typologies de méthanisation doivent faire face aux mêmes freins. D'un point de vue financier, si les modèles économiques de la méthanisation sont rentables, le contexte global actuel est peu favorable aux investissements publics ou privés. Les coûts d'investissements étant particulièrement importants, les projets montrent une forte dépendance aux aides financières publiques, ce qui pose forcément la question de la faisabilité de ces projets si les subventions aux investissements venaient à diminuer ou à disparaître. Enfin, se pose pour les porteurs de projets potentiels la question du temps de retour sur investissement : celui-ci, certes à l'image de l'ensemble des projets d'énergie renouvelable, est très long, pouvant aller de 7 ans par exemple pour les unités territoriales ou les stations d'épuration à 15 ou 20 ans pour les exploitations agricoles se lançant dans la méthanisation. Un temps de retour sur investissements si long peut décourager et nuire au développement de la filière.

Les procédés technologiques sont bien maîtrisés. Les freins de ce point de vue sont plutôt relatifs à la nature même de la méthanisation et à son approvisionnement. En effet, les intrants nécessitent d'être relativement homogènes tout au long de l'année, que ce soit en qualité, c'est-à-dire dans leurs natures, et en quantités. Ainsi, établir une « ration » équilibrée et pérenne en amont est indispensable. Toute modification de cette ration risque de perturber le consortium bactérien et conduire à l'arrêt pur et simple de la production de biogaz. Il peut s'agir d'une véritable difficulté pour le porteur de projet, dans le sens qu'il n'est guère aisé de s'assurer de la biomasse extérieure, la contractualisation n'étant pas systématique, surtout dans le monde agricole.

Les bons modèles seraient ceux de la méthanisation agricole : c'est là que sont les besoins en traitement d'azote, des déchets, de production de l'énergie... Dans le domaine de l'industrie, la problématique est plus complexe, car la volonté des industriels est à terme de ne plus produire de déchets ou de le valoriser au maximum. D'où un risque potentiel pour les porteurs de

projets : quid de la pertinence du Business Plan si l'approvisionnement en déchets industriels venait à se tarir ?

Comme pour la méthanisation au sens large, un des freins les plus contraignants pour la filière biométhane tient aux difficultés de collecte des éléments fermentescibles. Mais les perspectives de développement sont plus qu'encourageantes pour une énergie –le gaz- dont l'usage est possible à la fois pour le chauffage, dans le secteur des transports ainsi que pour la production d'électricité, et dont le stockage à grande échelle est maîtrisé. A l'heure où les débats reprennent sur l'extraction des réserves de gaz de schiste que recèlerait le territoire national, le biométhane pourrait utilement être mis à contribution pour alléger la facture électrique.

Enfin, un autre problème majeur, sans doute sous-estimé, est la question de l'acceptabilité des projets de méthanisation par les riverains. En effet, un collectif décidé peut être en mesure de ralentir fortement voir d'arrêter la progression d'un projet par des manifestations régulières et par des recours juridiques civils. Déjà longs à se mettre en place naturellement, pas moins de cinq ans entre les premières démarches de faisabilité et la mise en fonctionnement du site de méthanisation, les recours qui peuvent être posés sont en mesure l'allonger le temps nécessaires de plusieurs années. Des expériences montrent que des projets ont été arrêtés, soit par des décisions juridiques, soit par découragement du porteur de projet, ou ont dû être modifié en amont dans leur conception. En règle général, les riverains se plaignent des odeurs, de la pollution sonore générée par les camions de transport de la biomasse, voire de dégradation de leur santé, comme ce fut le cas sur le site d'Ametyst, dans l'agglomération montpelliéraine .

Les freins à la méthanisation agricole

Les textes réglementaires et les tarifs ont été modernisés récemment. Ils ne constituent pas un frein au développement de la méthanisation agricole. Certains points mériteraient toutefois d'être revus, notamment :

- Le tarif de rachat de l'électricité lors de l'augmentation de puissance d'une installation existante,
- La valorisation de la chaleur pour le chauffage des bâtiments d'élevage en substitution à l'électricité, ou encore le cas des toutes petites installations,
- Voire la complémentarité, sur une même exploitation, de la méthanisation et du photovoltaïque.

Aussi, du point de vue administratif, les progrès sont plutôt attendus dans la mise en œuvre des textes. Mettre en place des guichets uniques pour l'instruction des dossiers est sans doute trop complexe, au vu de la diversité des réglementations, et donc des administrations (déconcentrées et centrales) concernées. En revanche, la mise en place de points d'entrée uniques, qui assureraient la liaison avec les services directement instructeurs des différents volets des dossiers, serait certainement utile. Cette démarche est au demeurant déjà en place dans certaines régions. Elle mérite d'être étendue.

Sur le fond, le frein principal au développement massif de la méthanisation agricole est certainement le refus des cultures énergétiques à titre principal. Il s'agit là d'une question de doctrine dont la pertinence n'est discutée dans ce rapport. Il est toutefois nécessaire de le prendre en compte : la méthanisation à la ferme n'atteindra pas le développement qu'elle connaît par exemple en Allemagne pour cette raison.

Dès lors, le cœur du sujet se trouve alors dans l'utilisation et la valorisation des digestats. Son statut de déchet, qui est actuellement celui des digestats, en pénalise fortement l'utilisation : en ZES (zones d'excédents structurels) d'abord du fait de la nécessité de passer par des plans d'épandage très contraignants dans ces zones, et partout à cause de « l'image de marque » de l'épandage direct d'effluents agricoles. La normalisation de ces digestats est dans doute une démarche trop lourde pour être mise efficacement en pratique. La voie de l'homologation groupée, dont les modalités ont notamment été définies par le ministère de l'agriculture, est-elle la voie à poursuivre ? Par ailleurs, le séchage des digestats permet de leur faire perdre leur aspect de déchets liquides, trop facilement assimilable par le grand public à celui du lisier, pour leur conférer celui d'un engrais solide, en granulés, transportable et épandable comme ce dernier. Il y a là également une voie à développer.

Par ailleurs, des efforts devraient être poursuivis en matière de recherche sur les process mis en oeuvre dans les digesteurs, sur les procédés d'analyse rapide des intrants, etc. Notons aussi que ces progrès, concomitants avec la croissance de la méthanisation en général devraient permettre le développement d'une ingénierie et d'une technologie française dans ce domaine, où l'importation, notamment allemande, domine actuellement largement.

Enfin, un point de vigilance doit être fait dans le domaine du jeu d'acteurs, de taille et d'intérêts très différents. Ceci milite pour que les agriculteurs méthaniseurs, ou candidats à la méthanisation, ne restent pas isolés les uns des autres. Des structures fédératives existent, aux niveaux national et local. Elles sont à même d'apporter de la formation, des conseils et des appuis techniques à leurs adhérents. Elles peuvent aussi représenter leurs intérêts dans vis-à-vis des autres acteurs de la filière (professionnels des déchets, de l'énergie, etc). Leur rôle est donc essentiel.

V. Conclusion générale

Ce rapport s'est concentré sur trois principales filières de production d'énergie renouvelable : l'utilisation du bois énergie en chaudière ou en cogénération, la synthèse de biocarburants, et la méthanisation.

Le **bois-énergie** est la première énergie renouvelable en Europe, avec une production globale de près de 70 Mtep, et en France avec 9 Mtep. Sur le territoire national, la disponibilité supplémentaire économiquement mobilisable s'élèverait à 4,1 Mtep, soit 12 millions de m³ de BIBE et 7,2 millions de m³/an de MB.

On dénombre en France près de 2000 chaufferies urbaines et collectives, 1000 chaufferies industrielles et 80 générations. Les chaufferies s'inscrivent dans le cœur des territoires, et sont généralement d'une faible puissance, en témoigne une distribution maximale de 2 MW. L'approvisionnement est majoritairement local : près de la moitié des fournisseurs bois s'approvisionnent à moins de 50 km du site d'utilisation. On assiste depuis plusieurs années à une évolution progressive de l'utilisation des plaquettes forestières au détriment du bois bûche. Au contraire, les installations de cogénération sont beaucoup plus centralisées, avec deux pics de distribution de puissance à 30 et 75 MW.

Il n'existe aujourd'hui aucun modèle économique de structuration de la filière, la priorité est d'accroître les capacités de production pour répondre à la croissance de la demande. Les enjeux stratégiques consistent à surmonter les difficultés de mobilisation de la ressource et de rentabilités pour les entreprises de fournitures de bois énergie, y compris le rapport de force actuel en faveur des géants de l'exploitation des chaufferies. Enfin, des efforts doivent être faits pour améliorer les rendements globaux des chaufferies, en particulier les installations de cogénération.

La **filière mondiale des biocarburants** se trouve à un point charnière, avec une stagnation de l'évolution des biocarburants de première génération, sauf en Asie où leur développement continue, et des biocarburants de seconde génération qui vont commencer à être produits commercialement. La voie biochimique de production de bioéthanol est aujourd'hui en avance par rapport aux technologies de la voie thermochimique de production de biodiesel.

A l'échelle mondiale, 1400 sites industriels produisent des biocarburants G1, dont 270 en Europe. Le bioéthanol représente 75% de la production annuelle des biocarburants, avec les géants que sont les Etats-Unis, à partir de plants de maïs, et le Brésil grâce à la canne à sucre. Le biodiesel, majoritairement sous forme d'EMVH, est principalement consommé en Europe. En France, 55 sites de production étaient en activité en 2010, dont 17 de biodiesel et 22 d'éthanol. 5 projets G2 d'envergure sont actuellement en développement.

La filière G1 est mature, avec des approvisionnements et des prix de biomasse globalement maîtrisés. Les bioraffineries peuvent être soit intégrées au territoire, avec des capacités de production de 100.000 tonnes par an et l'utilisation de biomasse locale, selon le modèle français ; ou être très centralisées, avec une capacité dépassant le million de tonnes par an et l'importation massive de ressources à travers le monde, selon le modèle hollandais. Le coût de

la biomasse représente la majeure partie des coûts de production des biocarburants G1 et G2, auquel s'ajoute le coût de développement des technologies pour cette dernière.

Concernant le développement de cette dernière filière, la capacité à mobiliser de la biomasse de façon durable, la maîtrise de la technologie et du coût global des procédés sont les points clés.

La production de **biogaz** a recours à des technologies de traitement de déchets et de production d'énergie aujourd'hui parfaitement maîtrisées. Elle connaît une forte croissance en France et en Europe, particulièrement dans le domaine agricole. Energie multiforme, le biogaz occupe une place singulière parmi les renouvelables : sa production est stockable, transportable, non intermittente et substituable aux carburants fossiles. Ces atouts uniques justifient aujourd'hui la consolidation de cette filière émergente et la préparation de son développement futur par des mesures publiques ambitieuses.

En France, comme au Royaume-Uni ou en Espagne, le biogaz de décharge demeure de loin le principal gisement, avec de 78% à 82% de la production globale, à savoir 0,4 Mtep. Des pays comme l'Allemagne, premier producteur européen de biogaz avec Mtep, ou le Danemark, produisent leur biogaz dans des unités agricoles de faible puissance. La Suède et la Suisse, par exemple, injectent depuis peu du biométhane dans le réseau et le valorisent notamment sous forme de biométhane carburant.

580 sites produisent et valorisent aujourd'hui du biogaz dans notre pays, dont 220 unités de méthanisation agricole, 100 unités de centre d'enfouissement technique, 120 unités industrielles et 30 unités de méthanisation territoriale, notamment.

La méthanisation s'insère parfaitement au sein du territoire, avec des unités de petites tailles comparées aux autres filières d'énergies renouvelables. Ainsi, la puissance des méthaniseurs agricoles est le plus souvent proche de 250 kW ou 600 kW, celle des unités industrielles s'étendant de 500 kW à plusieurs MW, les unités territoriales dépassent généralement le mégawatt, alors que les unités d'enfouissement techniques possèdent la plus grande puissance, à partir de 1,5 MW. L'approvisionnement est quasiment systématiquement local, avec des rayons de collecte ne dépassant pas la dizaine de kilomètres pour les effluents agricoles, jusqu'à une centaine de kilomètres pour les matières très méthanogènes. La collecte demeure la plus grande difficulté, avec le risque de captation par d'autres projets d'énergie renouvelables voire par des opérateurs étrangers à proximité des frontières.

Aujourd'hui, les points clés pour poursuivre un développement efficace de la filière consistent à maintenir un engagement important de l'état vis-à-vis du biogaz, à améliorer encore les tarifs d'achats de l'électricité et du biométhane pour couvrir parfaitement les frais de production et de maintenance, à simplifier en rendant plus efficace le cadre juridique de la méthanisation, et à mettre au point un plan ambitieux de développement du biométhane carburant.

Bibliographie

- ADEME service Agriculture-forêt. (13 mars 2014). La biomasse dans le mix énergétique, Vision énergétique 2030 - 2050 de l'ADEME. *Séminaire INRA*.
- ADEME, AFGNV, ATEE Club Biogaz, GDF SUEZ, IFP, MEEDDAT. (Novembre 2008). *Etat des lieux et potentiel du biométhane carburant (Synthèse)*.
- AEBIOM (European Biomass Association). (2013). *European bioenergy outlook 2013*.
- Amblard, L., & Pastaud, M. (2009). *L'organisation de l'approvisionnement en plaquettes forestières en Haut-Allier Margeride. Une analyse des contrats au sein des chaînes d'approvisionnement*.
- Amblard, L., Taverner, M., & Guerra, F. (2012). L'organisation d'une filière d'énergie renouvelable : l'approvisionnement en bois-énergie en Auvergne. *Droit de l'Environnement*, pp. 37 - 40.
- AMBLARD, L., TAVERNE, M., GUERRA, F., CALENTIER, B., GARSALT, A., & CHAZAL, M.-P. (2011?). *La filière bois-énergie en Auvergne : une typologie des chapines d'approvisionnement*.
- ANCRE. (14 mars 2014). Scénarios énergétiques de l'ANCRE 2013. *Séminaire INRA*.
- ATEE - Club biogaz. (2011). *Emplois dans le filière biogaz de 2005 à 2020*.
- ATEE - Club Biogaz. (2011). *Etat des lieux de la filière méthanisation en France*.
- ATEE - Club Biogaz. (2012). *Guide pour l'optimisation de l'efficacité énergétique des installations de biogaz*.
- ATEE - Club Biogaz. (2014). *Le Biogaz, une énergie renouvelable multiforme, stratégique dans la transition*.
- ATEE - Club biogaz. (A paraître). *Prospective des conditions de rentabilité des installations de méthanisation agricole*.
- Avocat, H. (2011). *Energie et bois dans le territoire alpin : stratégies autour d'une ressource incertaine*. Revue de géographie alpine.
- Besson, M., & Moletta, R. (2010). *Aspects sanitaires de l'épandage de digestats issus de méthanisation à la ferme*.
- BIOCORE. (2012). *Deliverable D1.1 : Availability of lignocellulosic biomass types of interest in the study regions*.
- CIBE. (mars 2012). « *Etat des moyens et propositions pour la mobilisation de biomasse forestière supplémentaire pour l'énergie* ».
- Colin, A., Barnérias, C., Salis Mireille, Thivolle-Cazat, A., Coulon, F., & Couturier Christian. (2009). *Biomasse forestière, populicole et bocagère disponible pour l'énergie à l'horizon 2020*.

- Commissariat Général au Développement Durable. (2013). *Chiffres clés des énergies renouvelables*.
- Commissariat Général au Développement Durable. (2014). *Chiffres clés de l'énergie*.
- COMMISSION EUROPEENNE. (2013). *Résumé de l'analyse d'impact accompagnant le document : Proposition de REGLEMENT DU CONSEIL relatif à l'entreprise commune "Bio-industries"*. Bruxelles.
- France AgriMer. (13 mars 2014). Observatoire National des Ressources en Biomasse (ONRB). *Séminaire INRA*.
- Ginisty, C., Chevalier, H., Vallet, P., & Colin, A. (2009). *Evaluation des volumes de bois mobilisables à partir des données de l'IFN "nouvelle méthode"*.
- IFPen. (2014). Défis et perspectives technologiques pour le développement des biocarburants et des biogaz. *Panorama 2014*.
- IFPen. (2014). Panorama des projets d'unités de production de biocarburants de deuxième génération. *Panorama 2014*.
- IFPen. (2014). Tour d'horizon des filières biocarburants dans le monde. *Panorama 2014*.
- Journal Officiel. (s.d.). Arrêté du 23 novembre 2011 fixant la nature des intrants dans la production de biométhane pour l'injection dans les réseaux de gaz naturel. *JORF n°0272 du 24 novembre 2011*.
- Journal Officiel. (s.d.). Arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel. *JORF n°0272 du 24 Novembre 2011*.
- Journal Officiel. (s.d.). Décret n°2013-177 du 27 février 2013 modifiant le décret n°2011-1597 du 21 novembre 2011 relatif aux conditions de contractualisation entre producteurs de biométhane et fournisseurs de gaz naturel. *JORF du 28 Fevrier 2013*.
- Mission d'information sur la biomasse au service du développement durable, A. (2013). *Rapport d'information sur la biomasse au service du développement durable*.
- MOLETTA, R. (2011). *La méthanisation*. Lavoisier.
- Projet BIOCORE. (2012). *Availability of lignocellulosic biomass types of interest in the study regions*.
- Projet BIOPOL. (2009). *Assessment of BIOrefinery concepts ans the implications for agricultural and forestry POLicy*. A&F (à vérifier).
- Solagro. (14 mars 2014). Afterres 2050 : La place des bioénergies, un scénario soutenable pour l'agriculture et l'utilisation des terres en France à l'horizon 2050. *Séminaire INRA*.
- The World Bank, Development Research Group, Environment and Energy Team. (2010). *Second-Generation Biofuels, Economics and Policies*. Policy Research Working Paper.
- (s.d.). *Wasted, Europe's Untaped Resource – An assesment of Advanced Biofuels from Wastes & Residues*.

Livrable 3

Études de cas en France et à l'étranger

Enquête auprès d'entreprises pour une compréhension des filières d'approvisionnement en biomasse pour la production d'énergie

Consortium de Valorisation Thématique ANCRE

Table des matières

I.	Présentation de la mission	3
a.	Présentation générale	3
b.	Interrogation des acteurs	4
i.	Constitution d'une liste de près de 300 contacts qualifiés	4
ii.	Elaboration et envoi du questionnaire	4
iii.	Réalisation d'entretiens téléphoniques complémentaires.....	4
iv.	Récapitulatif des acteurs contactés	4
II.	Organisation actuelle des filières d'approvisionnement en biomasse pour la production d'énergie	5
a.	Unités de production.....	5
i.	Chaufferies.....	5
ii.	Cogénération	5
iii.	Biocarburant 1G.....	6
iv.	Biocarburant 2G.....	7
v.	Biogaz	8
c.	Logique de partenariats en place	9
i.	Chaufferie	9
ii.	Biocarburants 1G	9
iii.	Biocarburant 2G.....	10
iv.	Biogaz	10
III.	Evolutions futures des filières d'approvisionnement.....	10
a.	Chaufferies.....	10
b.	Cogénération	11
d.	Biocarburant 1G	11
e.	Biocarburant 2G	11
f.	Biogaz	11
IV.	Conclusion	12
V.	Annexes	15
Annexe 1 :	Questionnaire envoyé en version française et anglaise.....	15
Annexe 2 :	Liste des acteurs qui ont participé à l'enquête.....	27
Annexe 3 :	Liste des acteurs contactés pour les entretiens téléphoniques	28
Annexe 4 :	Vision de l'international à travers quelques éléments de littérature.....	29

I. Présentation de la mission

a. Présentation générale

L'ANCRE effectue une étude consacrée à l'identification des leviers de développement des filières de production d'énergie à partir de biomasse. En raison de la grande variété d'entreprises et de typologie d'unité de production d'énergie, une forte hétérogénéité existe au sein des acteurs interrogés. Pour cela, ALCIMED a suivi une triple approche :

- Etablissement d'un fichier de contacts sur une base établie par les membres de l'ANCRE (IRSTEA, CEA, IFPEN, INRA) : utilisation de sources internet pour agrémenter le fichier de contacts (annuaires spécialisés, conférences sur la biomasse, presse spécialisée, LinkedIn, etc.).
- Envoi d'un questionnaire en anglais et en français via SurveyMonkey sur la base du fichier de contacts qualifiés précité (cf. Annexe 1).
- Entretiens téléphoniques avec des acteurs de la filière biomasse pour la production d'énergie confrontés aux problématiques de l'approvisionnement en biomasse présélectionnés avec les membres de l'ANCRE (liste des personnes contactées en Annexe 3).

Les choix technologiques retenus sont les suivants :

- Chaufferie : fonctionne seule ou en cogénération et utilise différentes technologies selon des puissances générées (chaudière à poussée pour des puissances inférieures à 500 kW; chaudière à grille pour des puissances supérieures à 150 kW; chaudière à lit fluidisé pour puissances à partir de 2MW, etc.) ;
- Cogénération : production simultanée de deux formes d'énergie différentes dans la même centrale ;
- Biogaz : issus de la fermentation de matières organiques animales ou végétales en l'absence d'oxygène via soit un processus naturel comme dans les décharges ou artificiellement avec des digesteurs ;
- Biocarburant de première génération : issu de grandes cultures céréalières, sucrière ou oléagineuses après des processus de fermentation/distillation (bioéthanol 1G) ou de trans-esterification ou hydrogénation (biodiesel 1G) ;
- Biocarburant de seconde génération : issu de biomasse lignocellulosique, notamment des sous-produits sylvicoles et agricoles (bois, feuilles, paille, etc.) ou cultures dédiées après des processus de gazéification (biométhane, Diesel FT, DME, Biométhane, H₂), ou encore d'hydrolyse enzymatique/fermentation (bioéthanol 2G).

L'objectif a été de couvrir les points suivants :

- Description de l'unité de production : historique de l'implantation, type de production, capacité de production, approvisionnements, etc.
- Organisation actuelle de l'approvisionnement en biomasse : origine et logique d'approvisionnement, rayon de collecte, appréciation de la difficulté d'approvisionnement et de ses causes, etc.
- Logiques partenariales : modes et contrats d'approvisionnement, durée, règles de fixation des prix, etc.
- Perspectives d'évolution : logiques de diversification de la matière première, formes de contractualisation pertinentes, etc.

Il est important de préciser que l'objectif n'a pas été d'être exhaustif, tant au niveau du nombre d'acteurs interrogés que des typologies d'unités de production d'énergie issue de biomasses existantes. Cela aurait supposé de contacter une masse critique d'acteurs pour chacune de ces typologies, d'activités et de type de biomasses utilisées. L'analyse réalisée est parcellaire et ne permet pas un traitement statistique mais bien qualitatif. Elle reflète des tendances et pose un certain nombre de questions à creuser par l'ANCRE.

Parallèlement aux présentes annexes, la liste des contacts, les relevés des questionnaires ainsi que les comptes rendus des entretiens téléphoniques accompagnent cette synthèse en annexes.

b. Interrogation des acteurs

i. Constitution d'une liste de près de 300 contacts qualifiés

La liste de contacts a été réalisée sous Excel. 273 contacts qualifiés y figurent. Le nombre de 100 contacts avait été initialement considéré dans la proposition méthodologique. Néanmoins, la liste a dû être étoffée par Alcimed pour s'assurer d'un taux de retour suffisant depuis des recherches web, des sites / revues professionnels, ainsi que des réseaux professionnels (Viadeo et LinkedIn), etc.

ii. Elaboration et envoi du questionnaire

Le questionnaire a été formalisé sous format Word puis sous format SurveyMonkey. Deux versions ont été rédigées, l'une en français, l'autre en anglais, afin d'atteindre un large panel d'unités de production et d'acteurs du secteur (chaufferie, cogénération, biocarburants 1G, biocarburants 2G, biogaz). Le questionnaire a été envoyé le 25 novembre 2014 à l'ensemble de la liste de contacts identifiés et suivi de deux relances effectuées les 2 et 9 décembre 2014. Sur les 273 contacts qualifiés envois, 24 réponses (10 pour la version anglaise et 14 pour la version française) ont été obtenues soit un taux de retour de 9% (dans la moyenne pour ce type de questionnaires). Parmi ces réponses, 16 (9 en France et 7 à l'étranger) ont fourni suffisamment de données pour être exploitées (taux de 6%).

iii. Réalisation d'entretiens téléphoniques complémentaires

Afin d'optimiser le taux de réponse, 16 acteurs ont été interrogés de manière complémentaire (listes des acteurs contactés en annexe 3) et ce après avoir choisi, avec les membres de l'ANCRE, une liste de personnes à contacter en priorité.

iv. Récapitulatif des acteurs contactés

Le tableau suivant représente, par typologie, l'ensemble des acteurs contactés par l'intermédiaire du questionnaire ou *via* un entretien téléphonique.

Type	Questionnaire	Origine	Entretien	Origine	Total
Biocarburant 2G	6	France (3) Suisse (1) Danemark (1) Etats-Unis (1)	7	Suède (1) Canada (1) France (1) Brésil (1) USA (2) Brésil (1)	13
Biocarburant 1G	-	-	2	France (2)	2
Cogénération	4	France (2) Belgique (2)	1	France (1)	5
Chaufferie	1	France (1)	5	France (5)	6
Biogaz	2	France (1) NC (1)	-	-	2
Coopérative	-	-	1	France(1)	1
Producteurs	2	France (2)	-	-	2
Acteur Bois-Energie	1	France (1)	-	-	1
Total			16	16	32

II. Organisation actuelle des filières d'approvisionnement en biomasse pour la production d'énergie

Le terme biomasse recouvre l'ensemble des matières végétales, animales dont font partie entre autres : bois, déchets des industries de transformation du bois, résidus agricoles, cultures dédiées, fractions fermentescibles des ordures ménagères et des industries agroalimentaires, effluents agricoles (lisier et fumier), boues de stations d'épuration, etc. La biomasse peut être brûlée pour produire de la chaleur et/ou de l'électricité, ou être convertie en biogaz grâce à la fermentation de matières organiques, ou en biocarburant à partir de procédés thermo-chimiques (pyrolyse ou gazéification) ou biochimiques (hydrolyse enzymatique, fermentation alcoolique).

a. Unités de production

i. Chaufferies

Acteur	Localisation	Type	Capacité	Rayon	Ressources
Dalkia	France	Industrie	80 installations pour 750 000 t de bois	NC	Forestières, produits connexes de scieries, déchets verts / reflux de compost, Bois A
SIEL	France	Syndicat	7.8 MW	<20 km	Biomasse agricole dédiée, déchets / connexes, résidus agricoles, bois ronds et rémanents forestiers
CA Le Puy-en-Velay	France	Collectivité	6 MW / unité	80 km	Bois

Les chaufferies sont présentes sur le territoire français depuis une dizaine d'années. Elles sont alimentées à partir de différentes ressources : bois ronds et rémanents forestiers, résidus agricoles et cultures dédiées ou de bois en fin de vie. Les acteurs soulignent que la disponibilité et la proximité des ressources sont des points essentiels dans le choix de l'installation et dans l'élaboration du cahier des charges initial. Ils le restent lors de l'exploitation pour optimiser leur fonctionnement et leur rendement. C'est la raison pour laquelle les exploitants cherchent aujourd'hui à diversifier au maximum les intrants et à davantage utiliser les déchets issus du bois, à l'image de SITA.

ii. Cogénération

Acteur	Localisation	Type	Capacité	Rayon	Ressources
Boralex	France	Industrie	225 GWél	20-50 km	Déchets / Connexes
CHO Morcenx	France	Industrie	70 GWél	20-50 km	Déchets / connexes, bois ronds et rémanents forestiers
ULG	Belgique	Université	7 MWth	50-100 km	Bois ronds et rémanents forestiers
Recybois SA	Belgique	Industrie	30,000 MWh é / 48,000 MWh th	50-100 km	Bois ronds et rémanents forestiers

Les unités de cogénération ayant répondu sont récentes (entre 1 à 3 ans). Elles s'approvisionnent en bois ronds et rémanents forestiers et déchets / connexes et sélectionnent leurs fournisseurs en raison de leur proximité et/ou de relations préexistantes. Les contrats d'approvisionnement sont d'une durée inférieure à 3 ans.

Il est évoqué dans certains cas du questionnaire le fait que la matière première est importée d'un pays frontalier proche de l'unité. Il s'agit d'ailleurs d'un cas fréquent en Belgique, où les unités de cogénération se fournissent dans les Ardennes françaises. Cette situation témoigne d'une concurrence et d'une tension sur l'approvisionnement local et a conduit certains projets français à ne pas se concrétiser par manque de disponibilité de la ressource, comme le souligne notamment l'Alliance Bois Forêt ou Dalkia. C'est l'objet des cellules biomasse de l'Ademe mais dispose généralement d'éléments parcellaires pour informer les SGAR sur le réel état des tensions et objectiver leurs décisions.

Sont également évoquées : une fluctuation de la demande amenant à une forte variabilité dans la disponibilité du bois et une tension du prix des pellets bois face à une augmentation du prix de la sciure. Les acteurs expriment de ce fait le besoin de recourir au maximum à une ressource locale et de stabiliser le rayon d'approvisionnement (cinquantaine de kilomètres).

iii. Biocarburant 1G

Acteur	Localisation	Type	Capacité	Rayon	Ressources
Sofiproteol	France	Industrie	Usine Diester = 3 millions de tonnes	100 - 150 km	Agriculture dédiée
SNPAA	France	Coopérative	NC	Variable selon la matière première de 30 à 150 km	Agriculture dédiée

La matière première utilisée pour la production de biocarburants 1G l'est également pour l'alimentaire. Cette filière s'est ainsi considérablement structurée dans les vingt dernières années et la culture de certaines ressources telles que le colza a fortement augmenté depuis les années 90 afin de répondre aux besoins croissants de la filière de production de biocarburants de 1^{ère} génération, comme l'atteste Sofiproteol, leader français et européen du biodiesel, et des objectifs d'incorporation dans le mix énergétique.

La logique actuelle des acteurs de la 1G est de rentabiliser leurs investissements en continuant à mieux structurer leurs approvisionnements autour de bassins de production (typiquement pour Sofiproteol en Beauce et Champagne-Ardenne). La variété des bassins permet d'optimiser le stockage de matières premières. Ils escomptent ainsi tous des gains forts à ce niveau, en réduisant le coût logistique qui constitue de ce fait l'axe majeur d'optimisation, plus que la distance critique d'approvisionnement. Une fois l'outil industriel rentabilisé, ils se lanceront plus activement vers la production de biocarburants de seconde génération.

Selon le Syndicat National des Producteurs d'Alcool Agricole (SNPAA), le rayon d'approvisionnement moyen est d'une trentaine de kilomètres pour la betterave et se situe entre 100 et 150 km pour les céréales. La différence observée entre ces ressources est due liée à la facilité de transport de la matière première considérée (la betterave est plus riche en eau que les céréales et donc fermente plus vite).

iv. Biocarburant 2G

Acteur	Localisation	Type	Capacité	Rayon	Ressources
GDF Suez	France	Pilote R&D	300 t/j	20-50 km	Principalement bois ronds et rémanents forestiers et cultures dédiées
Bionext	France	Pilote R&D	72 t/j	NC	Principalement bois et résidus agricoles
CIMV	France	Pilote R&D	3t/j	20-50 km	Principalement cultures dédiés et biomasse agricole dédiée
Abengoa	Etats-Unis	Industrie (active depuis 2014)	Attendue : 86 millions de L	20-50 km	Résidus agricoles et agriculture dédiée
Biogasol Aps	Danemark	R&D	Aucune	50-100 km	Résidus agricoles, bois ronds et rémanents forestiers
Paul Scherrer Institut	Suisse	R&D	Aucune	< 20 km	Bois ronds et rémanents forestiers
Chemrec	Suède	Pilote (actives depuis 2005 et 2011)	NC	NC	Liqueur noire
Dynamotive	Canada	Fournisseur	NC	NC	NC
Granbio	Brésil	Industrie (active depuis 2014)	Estimation en 2015 : 82 millions de L	NC	Résidus agricoles (paille)
Poet-DSM	Etats-Unis	Pilote	NC	50-100 km	Résidus agricoles (paille)
UPM	France / Finlande	Industrie (active depuis 2014)	NC	NC	Tail Oil

5 des 7 unités pilotes interrogées disposent d'une implantation depuis plus de 5 ans. Les 2 autres unités, Bionext en France et celle du Paul Scherrer Institut en Suisse existent depuis respectivement 3 et 1 an. Le rayon d'approvisionnement de ces unités oscille entre 50 et 100 km. Notons que le rayon d'approvisionnement indiqué ne correspond pas à un rayon d'approvisionnement industriel mais bien à celui des pilotes actuels.

Les approvisionnements se font à partir de bois ronds, rémanents forestiers et résidus agricoles. Les acteurs ayant répondu à l'enquête privilégient généralement un seul type de matière première. Ainsi, Poet-DSM, aux Etats-Unis, utilise des résidus agricoles pour la production de biocarburant 2G. L'utilisation de cette matière première a

nécessité la mise en place d'une relation de confiance avec les agriculteurs locaux qui utilisent ces résidus comme nutriments pour leur sol. Ainsi, Poet-DSM a établi un projet de communication et d'éducation à destination des agriculteurs pour leur démontrer que l'utilisation d'un pourcentage de leurs résidus agricoles n'entraîne pas en conflit avec la qualité des cultures suivantes.

En raison du caractère préindustriel des unités actuelles et du fait qu'ils ciblent des ressources non utilisées en alimentaire, les biocarburants 2G ne sont aujourd'hui pas confrontés à des problématiques de tension sur l'approvisionnement. Cela est encore plus vrai pour les résidus agricoles que pour le bois. En effet selon les acteurs contactés, les principaux usages actuels de ces résidus, la fertilisation des sols et la fourniture de paille aux fermes à bétail, laissent une biomasse mobilisable pour d'autres applications telles que l'énergie, alors qu'une tension existe sur le bois et certains coproduits. En reprenant l'exemple de Poet-DSM, la société prélève actuellement à hauteur de 25% les résidus agricoles présents (paille) sur les sols agricoles. Elle souhaite maintenir ce niveau de prélèvement le plus longtemps possible afin de ne pas créer de tension, elle anticipe dans le cas où les 25% ne suffisent plus en estimant pouvoir prélever jusqu'à 50% de paille sans affecter la fertilité des sols.

Le recours à la ressource ligneuse n'est quant à elle pas un frein immédiat, mais le manque de données consolidées au niveau national du fait de l'absence d'un observatoire centralisé de veille mutualisée concaténant les informations de l'ensemble des acteurs locaux et des branches sectorielles, empêche l'estimation précise (à date et prospective) du potentiel mobilisable dans une dimension prospective, ce à quoi l'ensemble des acteurs des secteurs industriels du bois, ainsi que celui du bois énergie sont aujourd'hui confrontés.

v. Biogaz

Acteur	Localisation	Type	Capacité	Rayon	Ressources
Bionerval	France	Industrie	200 000 t/an sur 4 unités	50 – 100 km	Déchets / connexes et résidus agricoles
NC*	NC	NC	2MWe par installation	20-50 km	Déchets / connexes et résidus agricoles

*Acteur ayant répondu au questionnaire et n'ayant pas voulu préciser sa dénomination.

Les deux unités interrogées produisent du biogaz depuis plus de 3 ans. Elles consomment des résidus agricoles et déchets / connexes, qui ne peuvent être stockés sur de longues durées et qui sont difficilement transportables. Ainsi, la filière d'approvisionnement pour le biogaz est pensée localement par ces acteurs et les installations sont situées à moins de 100 km de la ressource, avec un rayon d'approvisionnement stable.

c. Logique de partenariats en place

Sur la base réponses aux questionnaires et des entretiens réalisés, les partenariats existants se font :

- Entre les producteurs et les unités de production d'énergie qui établissent des contrats pour la récupération de la matière première selon 2 modèles : i) récupération de la matière première directement avec leur flotte de véhicules ii) par l'intermédiaire de prestataires de services ;
- Entre les acteurs publics souhaitant construire une unité de production d'énergie et les acteurs privés pouvant aider à l'établissement et/ou à l'exploitation de l'unité en délégation de service ;
- Entre les différents détenteurs de la ressource *via* l'adhésion à une coopérative ;
- Avec une prise de participation des détenteurs de la ressource souhaitant construire une unité de production d'énergie et d'autres acteurs privés apportant la connaissance et les moyens techniques pour l'établissement et/ou l'exploitation d'une unité de production (exemple de GDF Suez).

i. Chaufferie

De plus en plus nombreux, les projets de construction de chaufferie nécessitent une synergie entre différents acteurs. Par exemple, des contrats de délégation de service public peuvent être noués lorsqu'un territoire entreprend des démarches pour devenir à énergies positives. Ainsi, Cofely, filiale de GDF-Suez, est en contrat avec la communauté d'agglomération du Puy-en-Velay pour une durée de 24 ans. La société est en charge de la conception, du financement et de l'exploitation d'une chaufferie. Elle gèrera directement les contrats d'approvisionnement avec les plateformes forestières existantes sur le territoire.

Les acteurs s'accordent sur la nécessité de structurer l'approvisionnement en bois ronds et rémanents forestiers. En effet, le morcellement des forêts rend la ressource difficile d'accès. L'organisation de la filière s'établit entre des propriétaires forestiers, des coopératives et des regroupements de propriétaires mais, de l'avis des acteurs interrogés, sans pilotage global et de ce fait empêchant toute gestion cohérente de la ressource en bois. Cela renvoie à la remarque précédente concernant le manque d'observatoire de veille mutualisée.

ii. Biocarburants 1G

La difficulté actuelle liée à l'absence de garantie de disponibilité de la matière première d'une année sur l'autre (conditions climatiques par exemple) freine les investissements des acteurs sollicités. Selon eux, la différence importante entre la durée des contrats d'approvisionnement (de 3 à 5 ans) et celle du retour sur investissement des unités de production (une quinzaine d'années) est également un frein important pour cette filière. Aujourd'hui, la structuration de l'approvisionnement se fait principalement par le biais de contractualisation avec des coopératives agricoles sur une durée de 3 à 5 ans.

La filière se base sur l'organisation historique de l'agroalimentaire et possède donc un approvisionnement organisé autour de coopératives agricoles implantées à proximité des ressources.¹ Toutefois, les ressources agricoles ont aussi un usage alimentaire ce qui peut constituer un frein sociétal pour la production de biocarburants 1G.

¹ Note : pour la filière du biodiesel, une part non négligeable de l'approvisionnement se fait grâce à l'importation d'huiles (soja, palme). C'est essentiellement pour des raisons économiques car le cours des huiles peut les rendre plus compétitives. Si ce n'est pas une pratique dominante aujourd'hui, elle peut le devenir si un marché international se développe comme pour le cas des pellets canadiens qui approvisionnent les centrales européennes.

Les acteurs interrogés font part d'une volonté de travailler à long terme ce qu'ils matérialisent par des prises de participation des coopératives dans les outils de production (par exemple les coopératives détiennent 100% de Cristanol, 20% d'Abengoa et 100% de Diester). De manière générale, cela renvoie à la volonté des acteurs de rentabiliser les sites actuels.

iii. Biocarburant 2G

Les 7 unités de production interrogées contractualisent avec différents producteurs choisis majoritairement sur le facteur de proximité :

- C'est le cas de Poet-DSM (Etats-Unis) qui contractualise avec les agriculteurs sous 2 formes : i) les agriculteurs s'occupent de la récolte et du stockage ii) un prestataire réalise l'ensemble des opérations.

GranBio (Brésil) contractualise sur la quantité et utilise son propre matériel pour la récolte, le transport et le stockage de la paille. La volonté est d'aller vers un circuit d'approvisionnement pour la production d'énergie court et fermé. Actuellement, la société s'approvisionne localement mais, face à une augmentation du prix de la matière première. Elle voit donc son rayon s'agrandir.

Afin d'atteindre une stabilité des prix à long terme, les unités sollicitées possèdent des contrats d'approvisionnement d'une durée de 5 à 10 ans. Contrairement aux sites 1G, plus matures, les acteurs recherchent donc à consolider leurs différents modèles industriels de production de biocarburants, ainsi que molécules à destination de la chimie.

iv. Biogaz

Dans ce domaine, les logiques de partenariats sont orientées vers le stockage des effluents d'élevage avec des contrats d'approvisionnement d'une durée moyenne de 3 ans. Pour les deux acteurs ayant répondu à l'enquête, la mutualisation est réalisée pour les véhicules de transport de la biomasse, la gestion du réseau logistique ou bien la mise en place de plateformes logistiques. Cette mutualisation permet un partage des risques entre les différents acteurs concernés. La durée de ces partenariats dépend de leur nature, avec une moyenne inférieure à deux ans.

La ferme de Crouchland (Royaume-Uni) est un exemple intéressant. Cette dernière utilise du lisier, du maïs et du fourrage ensilé d'herbe pour la production de bio-méthane grâce à ses deux unités de méthanisation. Le méthane compressé est transporté grâce à des camions roulant au bio-méthane. La mise en place d'un *national grid* pour l'injection du bio-méthane dans le réseau de gaz permet de « verdir le gaz » avec la présence d'un point d'injection mutualisé.

III. Evolutions futures des filières d'approvisionnement

a. Chaufferies

Les chaufferies indiquent que leur rayon d'approvisionnement est en baisse du fait d'une forte concurrence sur les prix. Plus le prix de la matière augmente plus la volonté de réduire l'ensemble des coûts liés à la production d'énergie est prégnante pour compenser cette hausse.

D'ici 5 ans, elles font état d'une volonté de diversification de l'approvisionnement afin de le sécuriser. Cela passera également par des technologies permettant aux chaufferies de fonctionner à partir de différents types de matières premières. Lors des entretiens, SITA a notamment cité l'exemple de ROBIN, un projet pour l'établissement d'une unité de production de vapeur générée par l'incinération de biomasse et de déchets sur la plateforme chimique de Roussillon en Isère. La société ajoute suite à cet exemple qu'il faudrait favoriser la construction de centrales biomasses capables d'accepter une ressource diversifiée.

b. Cogénération

Selon les acteurs interrogés, l'établissement de contrats d'une durée minimale de 3 ans permettrait de réduire la tension sur le prix des pellets de bois et de les stabiliser tout en allant vers une production plus locale. En Belgique, l'ULg préconise la mise en place d'accords nationaux ou régionaux pour permettre aux autorités publiques de contractualiser directement avec les industriels gérant la ressource, au lieu de passer par des appels d'offres pluri-annuels, et donc en leur assurant une visibilité sur les quantités de biomasse exploitables sur le moyen-long terme.

d. Biocarburant 1G

Les entretiens font ressortir qu'un rôle d'animation de la filière par les autorités publiques permettrait une meilleure organisation de l'approvisionnement en biomasse de leurs unités de production. De plus, selon ces mêmes acteurs, le rapprochement des différentes filières d'approvisionnement (culture dédiée, bois, paille, etc.) permettrait d'aller vers une logique de solidarité : une gestion mutualisée du stockage, des moyens et des équipements peut être envisageable. Cela les aiderait à mieux optimiser leur logistique. Enfin, les sociétés interrogées s'accordent sur la nécessité de disposer d'une stabilité dans les politiques publiques et d'une harmonisation des réglementations à un niveau européen.

e. Biocarburant 2G

Les acteurs valorisent des matières premières pour lesquelles la tension d'usage est moindre. Poet-DSM se focalise sur les résidus agricoles et Granbio sur la culture de sa propre canne à sucre pour permettre, non seulement de produire de l'éthanol, mais également de se diversifier dans la chimie verte dans une optique de bioraffineries. Cette canne à sucre spécifiquement conçue pour la production d'énergie est un organisme génétiquement modifié (plus de cellulose) issue de sa R&D propre.

Par ailleurs et dans un contexte où le retour sur investissement concernant les énergies renouvelables et sur les installations conventionnelles a chuté, les répondants insistent sur la nécessaire stabilité des politiques publiques pour disposer d'une vision à long terme et mieux appréhender les risques pour les investisseurs que toute versatilité des politiques publiques vient accroître. En cas remarquable, ils citent la politique allemande : plus stable et plus incitative, elle octroie aux acteurs industriels une plus grande visibilité et est garante de confiance pour soutenir leurs investissements.

f. Biogaz

Cette filière est diversifiée en termes d'intrants. Selon les acteurs de la filière, il existe dans les années à venir, un potentiel de création de 20 000 unités de biogaz contre 500 recensées en France aujourd'hui. A ce potentiel économique, s'ajoute la volonté politique affichée au sein des roadmaps, ainsi que les projets de lois énergétiques en cours avec des objectifs de développement quantifiés. Les retours terrain mettent en exergue l'importance d'une meilleure information sur le potentiel de production de cette filière en améliorant par exemple la cartographie des territoires sur les ressources locales disponibles (agricoles, industrielles, collectivités).

IV. Conclusion

Au regard des retours de l'enquête, de la bibliographie et de l'expertise interne d'Alcimed, il apparaît que les acteurs cherchent à diversifier leurs sources de matières premières, à avoir davantage de visibilité à long terme sur leur disponibilité pour les pérenniser, et in fine à rentabiliser leurs outils de production, d'autant plus dans le cas d'unités de production matures, telles que les biocarburants 1G. Ils sont dans l'ensemble confrontés à **l'incertitude à moyen terme sur la disponibilité des ressources et de leur prix**, d'où un besoin en informations en termes de pilotage, d'investissement et de solutions de coopération et de mutualisation.

C'est particulièrement le cas pour les filières utilisant comme matière première des ressources sylvicoles. La ressource sylvicole est structurellement déficitaire (sur le plan de sa balance commerciale) et un premier examen de la situation a révélé le développement d'une concurrence entre les acteurs du bois-industrie et du bois-énergie ce qui les amènent souvent à s'approvisionner en dehors des circuits habituels et au détriment de la hiérarchie naturelle entre les produits disponibles.

En effet, avec un morcellement de la forêt française (à 2/3 privée), la ressource existante n'est pas disponible en raison du manque de mise en exploitation de la part des propriétaires forestiers privés et du manque d'organisation de la récolte. Cela s'explique notamment par le manque de connaissance sur la possession des surfaces forestières et le manque d'incitation à l'entretien des parcelles (prix du reboisement élevé, pas d'incitation fiscale à être fournisseur de biomasse pour la production d'énergie). Cette ressource peut également être difficile d'accès car l'aménagement des forêts n'est pas établi en vue de son exploitation. Enfin, une cartographie encore peu développée en France, ne permet pas de savoir, en temps réel, la localisation ni la quantité disponible de la ressource. Ces propos rejoignent ceux du Contrat Stratégique de Filière (CSF) Bois insistant sur le fait que la gouvernance de la filière forêt – bois ne peut se concrétiser sans que ne progressent les conditions d'acquisition et d'utilisation des informations de pilotage nécessaires aux acteurs engagés. Pour information, celui-ci a été signé par trois Ministères et les représentants de la filière en décembre 2015.

L'idée d'une filière repose en effet sur une conception partagée des buts, des contraintes et des conditions générales de la coopération entre acteurs intervenant dans ces secteurs. Tous se sont en effet accordés sur l'impossibilité actuelle de mettre à disposition et partager des données fiables, comprises par tous et en toute transparence, d'établir le point de départ du dialogue entre parties prenantes, de renforcer l'appétence et l'attractivité de la filière et de permettre l'adaptabilité et la réactivité des secteurs aux marchés. Les unités exprimées doivent être consensuelles, ainsi que les facteurs de conversion. La question de l'observatoire a été directement traitée au sein d'un groupe de travail, les Ministères réfléchissant actuellement à la désignation de structure en charge de l'observatoire, ainsi qu'à ses différentes fonctions : i) collecte des données trimestrielles et annuelles (tableaux de bord trimestriels d'activité et état des tensions du marché du bois) et ii) réalisation d'études ad hoc (par exemple : quelle industrie à 2020 et quelle politique d'investissement en proposant des scénarii et modèles) et partage d'exemples remarquables à l'étranger sur les logiques de mutualisation en les mettant à disposition.

Dans le cadre de la présente enquête, l'exemple de la Finlande ressort. Pays leader dans l'exploitation et la valorisation du bois, l'exploitation de la forêt se fait dans le respect de la biodiversité, avec une formation des acteurs de la chaîne de valeur de l'approvisionnement en biomasse et une cartographie en temps réel des ressources disponibles. Ainsi, la première unité de production de biocarburant de taille industrielle d'UPM à Lapeenranta en Finlande est apposée à une usine de papeterie alimentée en biomasse par la forêt environnante. La production de papier génère des déchets récupérés par l'unité de production qui formule le Tall Oil. Celui de l'Allemagne ressort également du fait de la stabilité de ces politiques publiques de soutien aux ENR, ainsi que de l'existence de véritables plates-formes industrielles.

Face à une parcellisation de la forêt française, plusieurs actions des acteurs interrogés ont émergé, par exemple, la diversification des ressources *via* l'utilisation des branches ou des souches. Toutefois, ces nouvelles orientations entraîneraient plusieurs problématiques :

- Un matériel non adapté ;
- Une absence de process de récupération adaptés ;
- Peu de formation des professionnels présents sur la chaîne valeur de la filière d'approvisionnement.

Aussi, concernant les bois de rebus, la problématique de cette filière d'approvisionnement se situe à plusieurs niveaux. Ils sont de moins en moins disponibles pour plusieurs raisons :

- La baisse des travaux de construction utilisant le bois et donc de moins en moins de déchets bois après démolition des bâtiments ;
- La présence des sites d'enfouissement où sont enterrés des déchets bois qui pourraient servir à la production d'énergie et qui continuent d'être enfouis ;
- Une concurrence qui arrive petit à petit avec d'autres acteurs travaillant sur la revalorisation des bois déchets comme par exemple ceux qui s'occupent de la récupération de meubles.

Face à cette baisse de disponibilité globale, la valorisation des bois de rebus aujourd'hui non utilisés représente un véritable enjeu et un défi technique important. En effet, des techniques de transformation d'un déchet bois en combustible exploitable existent même s'il reste des progrès à réaliser. D'après les acteurs interrogés, cette évolution nécessite forcément des travaux de R&D sur de nouvelles solutions technologiques afin d'augmenter la quantité de bois déchet valorisable.

Une autre problématique liée aux **approvisionnements transfrontaliers** a été soulevée lors de l'enquête. Ainsi, certains acteurs frontaliers se fournissent en biomasse de l'autre côté de la frontière, créant un déséquilibre dans l'approvisionnement de la biomasse. Afin de faciliter les échanges de matières et de mieux réguler les différentes pratiques, les acteurs interrogés suggèrent de créer un cadre européen permettant d'harmoniser les politiques des prix sur les matières premières, encore très différentes entre membres de l'UE.

Concernant la filière des biocarburants 2G, la tension est aujourd'hui faible sur l'approvisionnement compte tenu des volumes par sites actuellement mobilisés. Afin d'éviter de futures tensions, les acteurs cherchent à augmenter la flexibilité des procédés de production en facilitant le mélange de ressources. Par exemple, dans le cas des résidus agricoles, la paille au sens large pourrait être complétée par des rafles de maïs ou de la glume de blé.

D'autres cas remarquables sont à citer. Ainsi, Granbio souhaite devenir autosuffisant sur l'ensemble des maillons de la chaîne de valeur. Pour cela, elle a déjà son propre matériel pour la récolte et le stockage, elle s'oriente vers la production de sa propre variété de canne à sucre et enfin, souhaite utiliser très rapidement ses propres moyens scientifiques (levures) pour la production de biocarburant.

Enfin, une problématique commune à l'ensemble des acteurs et des filières interrogés reste celle de la **durée d'investissement** des projets. En effet, avec un retour sur investissement de 15 ans en moyenne, les unités de production et leurs investisseurs attendent des contrats à long terme indispensable pour sécuriser les activités. En parallèle, les fournisseurs ne sont pas suffisamment confiants pour établir des contrats à 15 ans en raison de prix de la matière première trop volatils. Ainsi, il a été suggéré par plusieurs acteurs que l'établissement de contrats à longue durée, entre producteurs de matière première et producteurs d'énergie, contenant une clause

d'ajustement de prix permettrait de tendre vers un meilleur équilibre des prix. A ce titre, NetBack Agreement, qui s'appuie sur le monde du pétrole et du gaz, pourrait être un exemple à appliquer à la biomasse : une base de prix est établie à la date de la signature du contrat et ensuite le prix est revu en fonction de l'évolution du prix de la matière première.

Pour conclure, les questionnaires et les entretiens réalisés ont permis de faire émerger certains points d'attention sur lesquels l'ANCRE pourrait apporter son concours :

- R&D technologique et études pré-industrielles, notamment pour que les sites puissent transformer différentes typologies d'intrants;
- Optimisation du rendement des unités, notamment par une optimisation de la logistique des unités de production de biocarburants 1G ;
- Appui et information sur le cadre réglementaire ;
- Diversification des ressources ;
- Prétraitement des matières ;
- Combustion des matières résiduelles ;
- Technologies de méthanisation pour une gestion multi-flux de la biomasse ;
- Etc.

V. Annexes

Annexe 1 : Questionnaire envoyé en version française et anglaise

▪ **Version française**

Présentation

Bonjour,

Nous vous sollicitons dans le cadre d'une étude effectuée pour l'Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Énergie (ANCRE).

Nous vous demandons de bien vouloir répondre à ce questionnaire d'une durée de 10 minutes pour nous aider à élaborer un état de l'art des connaissances sur l'organisation des filières d'approvisionnement en biomasse pour la production d'énergie : biogaz, chaufferies, cogénération, bois-énergie, biocarburants, etc.

Créée en 2009 à l'initiative des pouvoirs publics, l'ANCRE a vocation à favoriser la pertinence de la programmation scientifique et sa cohérence, en particulier à travers la recherche de partenariats et de synergies entre organismes publics de recherche, acteurs académiques et industriels et une vision partagée des verrous scientifiques, technologiques, économiques et sociétaux qui entravent les développements industriels dans les domaines de l'énergie.

L'Alliance rassemble aujourd'hui, autour des quatre membres fondateurs (CEA, CNRS, CPU et IFPEN) représentés dans son comité de coordination, les 19 organismes publics de recherche concernés par l'énergie (dont font partie l'IRSTEA et l'INRA).

Les réponses individuelles sont anonymes. Les répondants seront destinataires d'une synthèse des résultats.

Nous vous remercions par avance de votre participation et contribuer ainsi à faire avancer cette filière d'avenir !

Questionnaire

I. Description de l'unité de production

1. Si vous souhaitez être destinataire d'une synthèse de résultats, veuillez préciser votre adresse mail.
2. Carte d'identité de l'unité contactée*
 - Nom
 - Adresse
 - Nombre de salariés
3. A quel type de production est-elle principalement dédiée ?*
 - Biocarburant 1G (préciser)
 - Biocarburant 2G (préciser)
 - Chaufferie
 - Cogénération
 - Biogaz
 - Autre : préciser
 - Champ de commentaires
4. Depuis quand est-elle en fonctionnement ?*
 - < 1 an
 - 1 à 3 ans
 - 3 à 5 ans
 - 5 à 10 ans
 - > 10 ans
5. Votre unité s'est-elle établie ex nihilo (pas d'implantation industrielle préexistante sur le site) ?
 - Oui

Non

Si non à la question 4, passer à la question 6 :

6. Votre unité s'est-elle établie dans la continuité d'une activité antérieure suite à :

- Une volonté de diversification (comme par exemple le cas des papeteries)
 - Une volonté de reconversion
 - Autre : préciser
- Champ de commentaires

Si oui à la question 5, passer à la question 7 :

7. Quelle est votre capacité de production actuelle ? (Merci de préciser de préférence en GWth, GWél, m3, tonnes, litres, tep)*

Champ de commentaires

8. Pourriez-vous classer par quantité vos approvisionnements en ressources sur une échelle de 1 (quantité faible) à 5 (quantité forte) ?

- Bois : bois ronds et rémanents forestiers
- Déchets / connexes
- Résidus agricoles (paille,...)
- Biomasse agricole dédiée
- Cultures dédiées : TCR (Taillis à courte rotation comme miscanthus, switchgrass,...)

9. Pourriez-vous expliquer en quelques mots votre choix de classement?

Champ de commentaires

II. Organisation actuelle de l'approvisionnement en biomasse

1. Sur une échelle de 0 (0%) à 5 (à 100%), avec qui contractualisez-vous :

- Des exploitants forestiers (forêt communal pour la version anglaise car souvent confondus avec négociants)
- Des ETF (entrepreneurs de travaux forestiers)
- Des scieries
- D'autres industriels
- Des négociants
- Des agriculteurs
- Une organisation publique
- Autres : préciser

Champ de commentaires

2. Comment avez-vous sélectionné vos fournisseurs ?*

- Relations préexistantes
- Proximité
- Acteur de premier plan
- Autre

Champ de commentaires

3. Quelle est la part générale de vos importations dans votre approvisionnement ?

- <25%
- 25-50%
- 50-75%
- >75%

4. Pour chaque ressource vous concernant, quelle est la part des importations ?

	<25%	25-50%	50-75%	>75%
Bois ronds et rémanents forestiers				
Déchets / connexes				
Résidus agricoles				

Biomasse agricole dédiée				
Cultures dédiées : TCR (Taillis à Courte Rotation comme miscanthus, switchgrass, etc.)				

Champ de commentaires

5. Si vous importez des ressources, quelle en est la raison :

- Absence de ressources locales
- Interlocuteur pré-identifié
- Plus viable économiquement
- Autre : préciser

Champ de commentaires

6. A quelle distance moyenne de votre installation vos ressources sont-elles situées? *

- < 20 km
- 20-50 km
- 50-100 km
- 100-200 km
- > 200 km

7. Actuellement, quelle est la distance critique (maximale) au-delà de laquelle vous n'envisagez plus de vous approvisionner? *

- < 20 km
- 20-50 km
- 50-100 km
- 100-200 km
- > 200 km

8. Quelle évolution du rayon d'approvisionnement en ressources observez-vous depuis quelques années ?

- Stable
- En augmentation
- En diminution
- Non concerné (installation récente)

9. Si vous observez une variation du rayon d'approvisionnement, selon vous, quelles en sont les raisons ?

- Prix
- Concurrence
- Autre

Champ de commentaires

10. Pour chaque ressource qui vous concerne, quelle part de votre approvisionnement est d'origine publique (Office National des Forêts, etc.) ?

	<25 %	25-50%	50-75%	>75%
Bois ronds et rémanents forestiers				
Déchets /connexes				
Résidus agricoles				
Biomasse agricole dédiée				
Cultures dédiées : TCR (Taillis à Courte Rotation comme miscanthus, switchgrass, etc.)				

Champ de commentaires

11. De manière générale, observez-vous une tension sur l'approvisionnement ?
- Oui
 - Non
- Champ de commentaires

III. Logiques de partenariat

1. Pour consolider votre approvisionnement, avez-vous noué des partenariats avec des structures publiques ou privées? *
- Oui
 - Non
2. (si oui) Avec quels types d'acteurs ? *
- Structures publiques (préciser)
 - Autres producteurs de bioénergies (préciser)
 - Détenteurs de la ressource
 - Autres : précisez
- Champ de commentaires
3. Par quels moyens faites-vous de la mutualisation de l'approvisionnement ?
- Champ de commentaires
4. Pouvez-vous préciser la forme juridique de vos contrats d'approvisionnement ?
- Champ de commentaires
5. Pouvez-vous préciser l'échéance de vos contrats d'approvisionnement ?
- < 5 ans
 - 5-10 ans
 - > 10 ans
- Champ de commentaires
6. Etes-vous membre :
- D'une coopérative
 - D'une délégation Privée
 - D'une délégation publique
- Laquelle ? (champ de commentaires)
7. Avez-vous participé à la création d'une Joint-Venture ?
- Oui
 - Non
8. Avez-vous une prise de participation ou des modalités de collaboration avec les détenteurs de la ressource (propriétaires, exploitants / récoltants) dans les structures de l'approvisionnement ?
- Oui
 - Non
9. Mutualisez-vous des équipements ?
- Oui
 - Non
10. (si oui) Quels types d'équipements utilisez-vous pour la mutualisation ?
- Séchoir
 - Déchiqueteuse
 - Broyeur
 - Autre
- Champ de commentaires
11. Mutualisez-vous des moyens ?
- Oui
 - Non
12. Quels types de moyens mutualisez-vous ?
- Plateforme logistique
 - Moyen de transport
 - Autre
- Champ de commentaires
13. Faites-vous du stockage mutualisé de la ressource ?

- Oui
 Non

14. Comment procédez-vous pour le stockage mutualisé de la ressource?

15. Nouez-vous d'autres types de partenariats que ceux cités précédemment ?

Champ de commentaires

16. Quelle est la durée des partenariats en fonction du type de partenariat ?

	< 2 ans	2 - 5 ans	> 5 ans
Contrats d'approvisionnement			
Coopérative			
Délégation privée			
Délégation publique			
JV			
Prise de participation			
Mutualisation d'équipements			
Stockage mutualisé de la ressource			
Autres : précisez			

Champ de commentaires

17. Dans quels domaines les autorités publiques participent-elles à la mise en place de partenariats ? *

- Conseil
 Animation
 Rédaction de charte
 Aides financières
 Elles ne participent pas
 Autre

Champ de commentaires

18. (si non question 1) Réfléchissez-vous à la mise en place de structures de partenariat ? Pourquoi ? *

- Oui
 Non

Champ de commentaires

19. (si non question 1) Est-ce que l'appui des autorités publiques serait un élément déclencheur pour vous inciter à développer des partenariats ? Pourquoi ? *

- Oui
 Non

Champ de commentaires

IV. Perspectives d'évolution

1. L'approvisionnement constitue-t-il un élément déterminant pour votre activité et pour quelles raisons ? *

- Oui
 Non

Champ de commentaires

2. Souhaitez-vous vous orienter vers la diversification de la matière première dans les prochaines années ? *

- Oui
 Non

3. (si oui) Vers quels types de ressources et pourquoi ?

- Bois : bois ronds et rémanents forestiers
 Déchets / connexes
 Résidus agricoles (paille,...)
 Biomasse agricole dédiée
 Cultures dédiées : TCR (miscanthus, switchgrass,...)

Champ de commentaires

4. (si oui) Pour chacune des ressources, quand projetteriez-vous une diversification ? Tableau à cocher en fonction des ressources et des dates (pas de possibilités de mettre les commentaires dans le tableau mais dans le champ de commentaires)

	Aucune projection	D'ici 5 ans	D'ici 10 ans	Dans plus de 10 ans
Bois : bois ronds et rémanents forestiers				
Déchets/connexes				
Résidus agricoles				
Biomasse agricole dédiée				
Cultures dédiées				

Champ de commentaires

5. (si non) Souhaitez-vous vous orienter vers l'identification de nouvelles solutions d'approvisionnement dans les prochaines années? *

- Oui
 Non

6. (si oui question 5) Vers quelles solutions d'approvisionnement :

- Trouver de nouveaux fournisseurs
 Rentrer dans de nouvelles logiques de coopération / mutualisation
 Prises de participation avec l'amont
 Autres : précisez
 Champ de commentaires

7. (si non question 5) Faites-vous de la veille sur la diversification de la matière première et/ou des nouvelles solutions d'approvisionnement ?

- Oui
 Non

8. (si oui) Auprès de qui faites-vous de la veille?

9. (si non) Selon vous, quelles formes juridiques de contractualisation seraient les plus pertinentes pour regrouper les acteurs de l'approvisionnement sur une problématique commune?

- Contrats à long terme
 Prise de participation croisée
 Groupement d'intérêt économique (en France)
 Autre

Champ de commentaires

10. Connaissez-vous des cas intéressants en rapport à ce sujet ? Pourriez-vous les décrire en quelques mots ?

Champ de commentaires

11. Selon vous, quels sujets vous semblent pertinents à approfondir par l'ANCRE (R&D sur les technologies, nouvelles formes de partenariats, diversification vis-à-vis de nouvelles ressources / combustibles, etc.)

Champ de commentaires

Conclusion

L'ANCRE vous remercie d'avoir pris le temps de remplir ce questionnaire.

▪ **Version anglaise**

Presentation

Hello,

Your contribution would be of great value for this study on behalf of the National Alliance of Research Coordination for Energy (Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'énergie ANCRE).

We invite you to fill in this 10minute questionnaire so as to help us elaborate a state-of-the art of the biomass supply chains' organization for energy production such as biogas, boilers, cogeneration, wood energy, biofuels, etc.

Created in 2009 by French public authorities, ANCRE's aim is to favor the relevance and consistency of the scientific programing, particularly through the research of partnerships and collaborations between public research bodies, academic actors and industrials and also through a shared vision on the scientific, technologic, economic and social locks that hamper the industrial developments in the energy field.

ANCRE currently gathers 19 public organizations around four founding members (CEA, CNRS, CPU and IFPEN) all concerned by energy issues.

Individual responses are anonymous. By answering this questionnaire and by indicating your email address on the first page you will receive a summary of the results.

Thank you in advance for taking the time and contributing to the advancement of this promising industry!

Questionnaire

I. Description of your production unit

1. If you wish to be recipient of a summary of the results, please specify your email address.
 2. Identity card of your unit *
 - Name
 - Address
 - Number of employees
 3. To what type of production is your unit mainly dedicated?*
 - Biofuel 1G (please specify)
 - Biofuel 2G (please specify)
 - Biomass boiler
 - Combined heat plant
 - Biogas
 - Other (please specify)
 - Comments
4. Since when is your unit running?*
 - < 1 year
 - 1 à 3 years
 - 3 à 5 years
 - 5 à 10 years
 - > 10 years
5. Was your unit established ex nihilo (no pre-existing industrial installation on the site)?
 - Yes
 - No

Si non à la question 4, passer à la question 6:

6. Was your unit established in the continuity of an activity further to :
 - A will for diversification (such as for ex. the case of statio neries)
 - A will for conversion

- Other (please specify)
Comments

If yes to question 5, go to question 7:

7. What is your current production capacity? (Please specify preferably in GWth, GWel, cubic meters, tons, liters, tons of oil equivalent)*
Comments
8. Could you classify by quantity your resource supply on a scale from 1 (low quantity) to 5 (high quantity)?
 - Wood: round wood and residual wood
 - Waste / Interrelated
 - Agricultural residue (straw...)
 - Dedicated agricultural biomass
 - Dedicated farming: Very Short Rotation (miscanthus, switchgrass...)
9. Could you explain briefly your ranking?
Comments

II. Current organization of biomass supply

1. On a scale from 0 to 100 %, who are your suppliers?
 - Communal forest managers
 - Forest farming managers
 - Sawmills
 - Other industrials
 - Merchants
 - Farmers
 - Public Organizations
 - Others (please specify)
Comments
2. On what criteria have you selected your suppliers?*
 - Pre-existing connections
 - Proximity
 - Forefront actor
 - Other (please specify)
Comments
3. What is the global part of your imports concerning your resource supply?
 - <25%
 - 25-50%
 - 50-75%
 - >75%

4. For each resource, what is the share of your imports?

	<25%	25-50%	50-75%	>75%
Round wood and residual wood				
Interrelated waste				
Agricultural residue				
Dedicated agricultural biomass				
Dedicated farming: Very Short Rotation (miscanthus, switchgrass, ...)				

Comments

5. If you import resources, what are the reasons?
 - Lack of local resources
 - Pre-identified representative
 - Economically more feasible
 - Other (please specify)

Comments

6. What average distance are your resources from your plant?*
- < 20 km
 - 20-50 km
 - 50-100 km
 - 100-200 km
 - > 200 km
7. Currently, what is the critical distance (maximal) you do not exceed for getting your supply?*
- < 20 km
 - 20-50 km
 - 50-100 km
 - 100-200 km
 - > 200 km
8. What evolution of the biomass supply radius did you observe in the last years?
- Stable
 - Increasing
 - Declining
 - Not concerned (recent plant)
9. If you have seen a variation of the supply radius, what are the reasons?
- Price
 - Competition
 - Other (please specify)
- Comments

10. For each resource, what share of your supply originates from public suppliers?

	<25 %	25-50%	50-75%	>75%
Round wood and residual wood				
Waste / Interrelated				
Agricultural residue				
Dedicated agricultural biomass				
Dedicated farming: Very Short Rotation (miscanthus, switchgrass, ...)				

Comments

11. In general, do you see a tension concerning the supply and could you specify what sort?
- Yes
 - No
- Comments

III. Partnerships

1. To consolidate your supply, did you build partnerships with public and / or private organizations? *
- Yes
 - No
2. (if yes) With what sort of actor? *
- Public structures (please specify)
 - Other bioenergy producers
 - Resource holders
 - Others (please specify)
- Comments
3. By what means do you share the supply?
- Comments

4. Could you specify the legal form of your supply contracts?
Comments
5. Could you specify the due date of your supply contracts?
 - < 5 years
 - 5-10 years
 - > 10 years
 Comments
6. Are you a member of :
 - A cooperative
 - A private delegation
 - A public delegation
 Which one? (Comments)
7. Are you part of a joint venture?
 - Yes
 - No
8. Have you got shareholding interests or collaboration methods with resource holders (owners, farmers) in supply structures?
 - Yes
 - No
9. Do you share equipment?
 - Yes
 - No
10. (if yes) What type of equipment do you share?
 - Dryer
 - Shredder
 - Grinder
 - Other (please specify)
 Comments
11. Do you share means?
 - Yes
 - No
12. What type of means do you share?
 - Logistics platform
 - Transports
 - Other (please specify)
 Comments
13. Do you share resource storage?
 - Yes
 - No
14. How do you proceed for shared resource storage?
15. Did you build other types of partnerships than the ones previously quoted?
Comments

16. What is the duration of a partnership according to its type?

	< 2 years	2 - 5 years	> 5 years
Supply contracts			
Cooperative			
Public delegation			
Private delegation			
Joint Venture			
Equipment sharing			
Means sharing			
Shared storage of the resource			

Comments

17. In which field(s) does the public authority participate in the establishment of partnerships? *

- Consulting
- Organization
- Charter writing
- Funding assistance
- Lack of participation
- Other

Comments

18. (if no question 1) Are you thinking of building partnership structures? Why?*

- Yes
- No

Comments

19. (if no question 1) Could support from public authority trigger your will to build partnerships? Why?*

- Yes
- No

Comments

IV. Evolution perspectives

1. Is supply a decisive element for your activity and for what reasons?*

- Yes
- No

Comments

2. Do you wish to move towards a diversification of raw material sourcing in the next few years? *

- Yes
- No

3. (if yes) Towards what type of resource and why?

- Wood: round wood and residual wood
- Waste / interrelated
- Agricultural residue (straw...)
- Dedicated agricultural biomass
- Dedicated farming: Very Short Rotation (miscanthus, switchgrass...)

Comments

4. (if yes) For each resource, when would you plan a diversification?

	No projection	Within 5 years	Within 10 years	Over 10 years
Wood: round wood and residual wood				
Waste / Interrelated				
Agricultural residue (straw...)				
Dedicated agricultural biomass				
Dedicated farming: Very Short Rotation (miscanthus, switchgrass...)				

Comments

5. (if no) Do you wish to move towards the identification of new supply solutions in the next few years? *

- Yes
- No

6. (if yes question 5) Towards what type of supply solutions?

- Find new suppliers
- Build new partnerships
- Acquire upstream shareholdings
- Others (please specify)

Comments

7. (if no question 5) Do you do market intelligence on diversification of raw material and / or new supply solutions?
- Yes
 - No
- Comments
8. (if yes) What are your sources of information?
9. (if no) According to you, what legal form of contracts would be best for gathering supply chain actors on joint issues?
- Long term contract
 - Reciprocal shareholding
 - Other (please specify)
- Comments
10. Do you have knowledge of an interesting case concerning this subject?
Could you describe it briefly?
- Comments
11. According to you, which subjects would be relevant for ANCRE's research organizations to go further into (for example R&D on technologies, new forms of partnerships, diversification concerning new resources / fuel, etc.)
- Comments

Conclusion

Thank you for taking the time to fill the questionnaire.

Annexe 2 : Liste des acteurs qui ont participé à l'enquête

- Acteurs français

	Acteur	Type d'énergie
1	NEeco	Granulés à bois
2	GDF Suez	Biocarburant 2G
3	Bionext	Biocarburant 2G
4	SIEL	Chaufferie
5	CIMV	Biovarburant 2G
6	CIBE	Bois
7	Bionerval	Biogaz
8	Société en commandite Boralex Energie Inc.	Cogénération
9	CHO Morcenx	Cogénération

- Acteurs anglophones

	Acteur	Type d'énergie
1	Abengoa US	Biocarburant 2G
2	NC	Producteur
3	ULG	Cogénération
4	NC	Biogaz
5	Biogasol Aps.	Biocarburant 2G
6	Recybois	Cogénération
7	Paul Scherrer Institut	Biocarburant 2G

Annexe 3 : Liste des acteurs contactés pour les entretiens téléphoniques

	Acteur	Pays	Type d'énergie	Fonction
1	Alliance Forêts	Bois France	Coopérative Bois	Responsable bois-énergie
2	CHEMREC	Suède	Biocarburant 2G	Chef de projet
3	Communauté d'agglomérations Le Puy en Velay	France	Chaufferie	Chargée de projets
4	Dalkia	France	Chaufferie	Responsable des approvisionnements en biomasse
5	Dynamotive	Canada	Biocarburant 2G	Président
6	EO2 Auvergne	France	Cogénération	PDG
7	GDF Suez	France	Biocarburant 2G	Chef de projet
8	GranBio	Brésil	Biocarburant 2G	Business Manager
9	Lycée de Presles	France	Chaufferie	Gestionnaire
10	Poet-DSM	USA	Biocarburants 2G	Directeur des relations publiques
11	SAS Dufeu	France	Chaufferie	Commercial
12	SITA	France	Chaufferie	Expert bois
13	Sofiprotéol	France	Biocarburants 1G	Coordinateur des projets biomasse
14	UPM	France	Papèterie - 2G	Président
15	Abengoa	USA	Biocarburant 2G	Vice-Président
16	SNPAA	France	Biocarburant 1G	Secrétaire général

Annexe 4 : Vision de l'international à travers quelques éléments de littérature

a. Etats-Unis

Selon l'Institut de l'Énergie Renouvelable des États-Unis (IER), en 2013 23% de la distribution d'énergie provient de la biomasse bois, 5% de la biomasse déchet et 22% de la biomasse à destination du biodiesel. Les incitations politiques telles que le *Renewable Fuel Standards*, *Renewable Portfolio Standards* ou l'*Emergency Economic Stabilization Act* en 2008 ou encore l'*American Recovery and Reinvestment Act* en 2009 constituent les socles de la croissance de la production d'énergie à partir de la biomasse.

Selon la NRDC, les États-Unis sont confrontés aux impacts environnementaux dans l'application de la production d'énergie à partir de la biomasse. Par exemple, les cultures dédiées, comme le maïs ou le soja, peuvent amener à une hausse des prix de ces matières premières. De plus, l'utilisation importante de fertilisant, de terre et d'eau peuvent entraîner une baisse de la qualité et de disponibilité de l'eau et des sols. Pour le bois, la collecte n'est pas maintenue à un bon niveau de soutenabilité. Dans les cinq prochaines années, le prix des pellets devrait augmenter significativement car les pays Européens souhaitent impérativement atteindre les objectifs des 20% d'ENR d'ici 2020.

En effet, face à la difficulté des fournisseurs européens de répondre à une telle croissance de la demande, les industriels du Sud-Ouest des États-Unis se préparent pour satisfaire la future croissance du marché. Dans le Sud des États-Unis, une production déjà importante de produits issus du bois et du papier a comme effet d'engendrer une forte tension qui sera exacerbée par la demande du marché bioénergie. Il est ainsi suggéré par la NRDC de diversifier la ressource, et en particulier de favoriser l'utilisation des résidus forestiers, tels que les branches d'arbre.

Pour les biofuels, il s'agit donc de s'orienter vers les résidus agricoles ou les cultures agricoles dédiées qui nécessitent moins d'eau et de fertilisants et ne rentrant pas en conflit d'usage avec l'alimentaire. Par exemple, l'État du Massachussets a défini des standards concernant l'exploitation des TCR, des résidus forestiers, des rebus de bois et qui parallèlement limitent la capacité des industries à récolter des bois entiers. Aujourd'hui, 39 millions de tonnes de résidus agricoles sont inutilisés.² Les États-Unis réfléchissent dans ce contexte à mettre en place le cadre.

Les États-Unis souhaitent également améliorer les technologies de gazéification dans le but de réduire le coût de la biomasse énergie de 5% par kilowatt-heure. Aussi, les agriculteurs seront accompagnés pour améliorer leurs systèmes de récolte et trouver de nouveaux moyens pour augmenter leur production, réduire la pollution des sols et protéger les écosystèmes. De manière générale, les États-Unis mobilisent fortement leurs établissements de recherche autour de l'amélioration des espèces végétales, arbres compris, et à l'utilisation de plantes et d'arbres à croissance rapide, tels que l'eucalyptus ou le switchgrass.

Exemple de projets :

- Celui du projet Liberty de Poet-DSM pour la production de biodiesel 1G à partir de rafles de maïs pour une production annuelle de 20 millions de gallons par an.

b. Brésil

Le Brésil est le second producteur et consommateur d'éthanol après les États-Unis. En 2013, selon l'Agência Nacional do Petróleo, le Brésil a produit 479,000 baril/jour d'éthanol. Depuis mai 2013, le gouvernement brésilien a fixé comme objectif un taux d'éthanol à 25% dans le mélange essence-éthanol afin de réduire l'import en essence.

² <http://rsb.epfl.ch/>

L'export d'éthanol s'élève en 2013 à 50 000 baril/jour principalement vers les Etats-Unis, la Corée du Sud, les Pays-Bas et le Japon. Le Brésil produit aussi du biodiesel, en 2013 la production s'élevait à 50 000 baril/jour et concentrée à 80% dans le centre Sud du pays. La capacité de production d'énergie issue de la biomasse, principalement de la bagasse et de la paille, est à 11.GW en 2013.

Exemples de projets:

- Investissements d'Atico dans une unité de production d'énergie à partir de l'eucalyptus (\$345 million) et dans une plantation à proximité pour l'approvisionnement de l'unité en copeaux.
- Areva a signé un contrat avec BOLT Energias pour la construction de l'unité de production d'énergie Campo Grande d'une capacité de 150 MV fournie en biomasse bois.

c. Canada

Selon le gouvernement du Canada, des politiques et initiatives comme l'Ontario's feed-in tariff et des réglementations provinciales ont contribué à l'augmentation de la part de la production d'énergie issue de la biomasse.

En 2012, la capacité de génération d'électricité au Canada atteint 134 GW dont 5,5% répartis entre le vent, le solaire et la biomasse. La biomasse est positionnée en deuxième position en termes d'énergie renouvelable. Le bois est la biomasse la plus utilisée (bois rond et résidus de bois issus d'activités industrielles) et parmi le bois, les résidus de bois sont majoritairement utilisés, en particulier les résidus issus des industries papetières. Les régions avec le plus de capacité de production d'énergie à partir de la combustion de la biomasse sont : British Columbia, Ontario, Québec, Alberta et New Brunswick.

Concernant le biodiesel issu de la biomasse, le Canada était en 2010 le 5^e producteur d'éthanol provenant majoritairement du maïs, blé et d'orge. Le gouvernement Canadien a mis en place une stratégie pour les biodiesels qui s'articule autour de 4 éléments :

- Renewable Fuels Regulations ;
- ecoAgriculture incentive Program : pour inciter les agriculteurs ;
- ecoENERGY for Biofuels Program pour soutenir la production nationale ;
- NextGen Biofuels Fund pour soutenir les technologies de la prochaine génération pour les biodiesels issus de matières premières non conventionnelles.

Exemples de projets :

- Après la mise en place de mesures moins permissives sur les émissions de GES, l'usine à charbon Atikokan Generating Station a subi une reconversion avec des travaux s'élevant à \$170m. L'unité sera capable de générer une capacité maximale de production de 200 MW.
- Dalkia et Fergate Capital Management Ltd. Investissent dans le développement d'une unité de production d'énergie à Merritt. L'unité consommera 307 000 tonnes de biomasse par an, essentiellement des connexes de scieries et s'approvisionnera localement. La capacité de production est estimée à 40MW et sera capable de fournir de l'électricité pour 40 000 foyers

Livrable 4

Synthèse et conclusions

Etude GP1A

Organisation des filières biomasse pour l'énergie

Synthèse des livrables et conclusions

Consortium de Valorisation Thématique ANCRE

1. Éléments de cadrage

1.1. Champ de l'étude

Cette étude, soutenue par le CVT ANCRE, a été réalisée dans le cadre d'un partenariat associant CEA, IFPEN, INRA et IRSTEA (coordination). Elle porte sur le potentiel de développement des filières biomasse pour l'énergie en France et notamment les aspects organisationnels. Elle couvre plus précisément les domaines suivants :

- Bois-énergie : chaudières (hors chauffage individuel) et cogénération,
- Biocarburants de 2^{ème} génération (voies thermochimique et biochimique), avec la 1^{ère} génération à titre de comparaison,
- Méthanisation agri-sourcée, à l'exclusion de la méthanisation des déchets domestiques, qui sera cependant mentionnée à titre de comparaison.

La production de chaleur par incinération de déchets domestiques est totalement hors du champ de l'étude, même si elle est associée à la méthanisation de déchets domestiques biodégradables ou au bois-énergie dans certains travaux.

La présente note synthétise les éléments saillants des livrables de l'étude qui comprennent :

- La description des schémas technologiques existants, ensemble de fiches élaborées par les partenaires de l'étude,
- L'état de l'art sur les filières et leur potentiel de développement, issu de la synthèse d'une quarantaine d'études, essentiellement les travaux réalisés ou commandités par l'Ademe, ATEE Biogaz, la Banque Mondiale, l'International Energy Agency, EurObserv'ER, l'ICCT (International Council on Clean Transportation), l'IFPEN, le Syndicat des Energies Renouvelables, le RMT Biomasse... ainsi que le projet BIOCORE,
- Une trentaine d'études de cas et d'entretiens avec des experts en France et à l'international, focalisées sur la question de l'organisation de l'approvisionnement, réalisées par le cabinet Alcimed.

1.2. Quelques données de cadrage sur l'énergie en France

Le secteur énergétique représente 1,7% de la valeur ajoutée en France, pour environ 142.000 emplois (ETP) en 2012. Les données suivantes illustrent la répartition de la production et de la consommation en 2012, et l'ampleur du déficit de la balance commerciale (premier poste de déficit pour la France) :

- Production d'énergie primaire en France = 136,3 Mtep, dont 110,9 électricité nucléaire, 7,1 hydraulique et éolien, 16,7 autres EnR. Total EnR : 22,4 Mtep, dont 10 bois-énergie (70% domestique), 5 hydraulique, 2,4 biocarburants, 1,4 pompes à chaleur, 1,3 éolien, 1,0 déchets urbains renouvelables.
- Consommation d'énergie primaire en France = 259,4 Mtep en 2012 (UE27 : 1,7 Gtep), dont 44% pour le secteur résidentiel-tertiaire, 32% transports, industrie 21%, agriculture 3%. Le pétrole représente 30%, l'électricité non renouvelable 42%, le gaz 15%, les EnR 8,8% (dont bois-énergie 3,9%, hydraulique renouvelable 1,9%, biocarburants 1,0%). A noter que la chaleur représente environ la moitié des utilisations finales.

On note la croissance dans la consommation d'EnR en France : 9,3% en 2004, 14,2% en 2013 (Allemagne : 12,3% en 2013).

1.3. Quelques objectifs affichés dans les politiques

Objectif Grenelle (et Directive 2009/28/CE) : 23% de la consommation finale d'énergie d'origine renouvelable en 2020

Objectif Directive 2009/28/CE de passer de 3,3 à 10% d'EnR dans les transports (Europe) d'ici 2020.

Loi transition énergétique : 32% d'énergie d'origine renouvelable en 2030. Baisse de 30% énergies fossiles d'ici 2030.

MAAF : 1000 méthaniseurs à la ferme en 2020 et 1500 en 2025 (100 en 2012, 140 fin 2013).

1.4. Equivalences et ordres de grandeur

Rappel conversions d'unités énergétiques : 1 tep = 11,630 MWh = 41,868 GJ

a) *Equivalences énergétiques (valeurs moyennes trouvées dans la littérature)*

i) *Bois*

1 m³ bois rond ~ 0,5(19) t MS ~ 0,22 tep (PCI) (d'où : 1 t bois ~ 0,2 à 0,3 tep)

0,7 stère buche ~ 1m³ plaquettes ~ 220kg granulés ~ 1MWh (1 stère = 0,67 m³)

Plaquettes forestières (40% humidité) : 2,89 kWh/kg, 240 kg/m³

Granulés, briquettes (20% hum) : 4,9 kWh/kg, 660 kg/m³

Bûche hêtre (45%/20% hum) : 2,61/4,08 kWh/kg, 650/400 kg/m³

ii) *Cultures*

1 t graine colza => 0,4 huile colza ~ 0,35 tep (optimal)

1 t blé => 0,378 m³ éthanol ~ 0,192 tep

1 t betterave à sucre (16% sucre) => 0,107 m³ éthanol ~ 0,054 tep

iii) *Biogaz*

1000m³ gaz naturel ~ 0,86 tep

1000m³ biogaz (60% CH₄) ~ 0,52 tep

Teneur en CH₄ moyenne 55%, le reste = CO₂ (sauf biogaz de décharge jusqu'à 30% N₂)

b) *Rendements cultures dédiées et résidus de culture*

Rendement biomasse type :

- Paille de blé : 1,4 t(MS)/ha/an, conversion 290 l d'éthanol / t MS soit 410 l/ha,
- Paille de maïs : 1,7 t(MS)/ha/an soit 503 l/ha,
- Canne à sucre : 11,2 t(MS)/ha/an soit 3.133 l/ha,
- Peuplier : 10 à 15 t MS/ha/an,
- Saule : 8 à 10 t MS/ha/an,
- Miscanthus : 8 à 12 t MS/ha/an,
- Cannabis : 6 à 8 t MS/ha/an.

c) *Potentiel méthanogène*

Grandes variations selon la nature :

- Animal : de 10 (lisier) à 60 (fumier de volaille) m³ CH₄/t,
- Résidus de culture : de 50 (purée de pomme de terre) à 300 (résidus de céréales) et 360 (tourteau de colza) m³ CH₄/t,
- Résidus IAA : de 30 (intestin) à 230 (mélasse) m³ CH₄/t,
- Déchets municipaux : de 30 (boue de STEP) à 260 (graisse usagée).

2. Quantification de la ressource

De nombreuses études cherchent à quantifier la biomasse disponible et à établir des projections de montée en puissance de sa mobilisation. Elles sont souvent focalisées sur un type de ressource (ex. le bois) ou de débouché (ex. bioraffinerie), ce qui pose le problème des hypothèses faites sur l'interaction avec les autres usages. Certaines études appréhendent de façon globale la problématique de la biomasse, comme les projets CARTOFA (au niveau français avec une maille départementale), ou BIOCORE (au niveau européen). La mise en place de l'Observatoire national de la biomasse par FranceAgriMer vise à avoir cette vue d'ensemble de la ressource disponible. Dans cette synthèse, on restera au niveau des grands types de ressource et on donnera les principaux résultats des études de gisement et des scénarios de mobilisation afin d'extraire les principaux ordres de grandeur et d'examiner la cohérence entre les différentes études.

2.1. Bois

Chiffres clés (2010) : 15,5 Mha de forêt, 2.370 Mm³ de bois sur pied¹, accroissement biologique 110 Mm³/an (déduire 15% mortalité naturelle : environ 95 en net), récolte 55 Mm³/an, dont 40 commercialisé (53% BO, 36% BI, 11% BE).

Le chiffrage des usages actuels est complexe en raison de l'importance du bois autoconsommé ou ne passant pas par les marchés formalisés. On peut retenir :

- Estimation Ademe de la ventilation des 55 Mm³ de récolte de bois de forêt : prélèvement 33 Mm³ BIBE (dont 21 BE) et 22 Mm³ de BO (pas de menus bois comptabilisés),
- Estimation Solagro de la consommation de bois-énergie : 18,5 Mm³ issu de forêt, 6,6 d'arbres hors forêt, 11,6 coproduits et déchets d'industrie du bois (dont moitié connexes de scierie), 3,6 liqueurs noires et 2,2 bois de récupération.

Rappelons ici les principales difficultés structurelles de la forêt française :

- Une forêt portant quelques 160m³ de bois fort à l'hectare (contre 350m³ en Allemagne). Les boisements en France ont été divisés par 6 en 20 ans. Sont plantés chaque année 70 millions de plants en France, dont 45 de pin maritime (à 80% pour les reconstitutions post-tempête Klaus), à comparer aux boisements allemands (300 millions),
- Une forêt à 75% privée avec une propriété dispersée (une superficie moyenne de 3,7 ha). Par comparaison avec des pays à fort taux de forêt privée, on a des superficies moyennes de 14 ha en Autriche et 40 ha en Finlande.

¹ Volume de l'inventaire forestier : bois fort de la tige principale.

On a donc un paradoxe avec une superficie importante, en croissance (modérée), mais avec un potentiel réel qui paraît sous-optimal à deux titres : un prélèvement insuffisant et des peuplements qui pourraient être améliorés en densité.

On peut citer deux sources principales d'estimation du potentiel de biomasse mobilisable :

- Cemagref 2009 biomasse supplémentaire immédiatement mobilisable BIBE : 33,3 Mm³ / an + 8,8 Mm³ de menus bois,
- Ademe 2009 biomasse supplémentaire économiquement exploitable : BIBE : 12 Mm³/an + 7,2 Mm³ de menus bois. Estimation de l'impact du prix du BIBE bord de route : actuellement 35€/m³. Impact de +5€ environ +3 Mm³.

La comparaison des deux études montre le hiatus entre potentiel théorique et potentiel réel. Dans les deux cas il existe de fortes disparités régionales, avec des disponibilités surtout en Auvergne, Bourgogne, Centre, Franche-Comté, Lorraine, Limousin. Les régions Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, PACA, Rhône Alpes ont aussi de fortes disponibilités mais non rentables aux conditions économiques actuelles.

Le projet BIOCORE (cf. point 2.2.), ciblé sur la bioraffinerie, inclut l'estimation du potentiel de résidus forestiers, estimé à 80 Mt MS en Europe dont 5,5 Mt en France. L'hypothèse que 50% effectivement mobilisable pour les biocarburants aboutit à retenir 2,75 Mt en France.

Les projections de développement du bois énergie donnent une fourchette du développement possible :

- Projection 2030 Solagro : 29 Mm³ BO, 16 Mm³ BI, 41 Mm³ BE + 9 Mm³ de pertes d'exploitation (soit taux d'exploitation de 61%),
- Projection 2030 Ademe : 50 Mm³ BE + 3,6 haies + 0,9 souches + 27 déchets et arbres urbains.

A noter qu'une grande partie du BIBE est généré par le BO : l'exploitation de BO résineux génère environ 60% de BIBE lié (quasi 100% pour feuillus). Avec un rendement matière de transformation du BO de 50%, ce dernier génère en sus 50% de connexes de scierie. Les hypothèses d'augmentation du BIBE sont donc intimement liées à celles d'augmentation de la collecte de BO. Or, on observe une baisse de 37% du sciage des feuillus et 14% de résineux entre 2002 et 2010. La France import pour 1,6 G€ de meubles et 1,0 G€ de papier, et elle exporte quelques 2 Mm³ de grumes sur 20 de BO. Il y a un enjeu essentiel à maintenir une filière de première transformation locale, en particulier en feuillu (bien que la situation soit très hétérogène selon les régions – par exemple la DRAAF Auvergne estime important de réaliser une partie du stock en sapin).

Se pose également la question de l'intensité du prélèvement, notamment le prélèvement des souches qui induirait un risque de baisse forte de la fertilité et perte des qualités structurales des sols. Selon les hypothèses habituellement prises dans les études, et imposées en particulier par la certification PEFC, la mobilisation des menus bois ne constitue pas un volume significatif et leur abandon sur le parterre de coupe contribue à la biodiversité et au maintien de la fertilité du sol. L'étude Ademe donne des éléments (à affiner) sur la sensibilité des sols forestiers aux exportations minérales : surtout Aquitaine, Vosges, Ardennes, un peu le Massif central et le grand Ouest.

2.2. Résidus de culture

Plusieurs études se penchent sur l'évaluation du potentiel des résidus de culture, essentiellement à des fins de production de biocarburants.

L'estimation projet BIOCORE (2012) est de 215 Mt MS pour l'Europe (UE27 + Ukraine) soit 62 GJ (50% blé, 25% orge, 25% maïs). Pour la France 40,8 Mt. La répartition géographique est bien entendu très marquée par les zones de grandes cultures : régions Centre, Champagne-Ardenne, Picardie. Avec une estimation que 20 à 25% effectivement mobilisable pour les bioraffineries (1/3 laissé sur place, 1/3 déjà valorisé litière-alimentation) on aboutit à 9 Mt pour la France.

Le potentiel UE27 estimé (World Bank, 2010) est à 34 GJ (dont 20 à partir de paille de blé) disponible, d'où quasiment le double de l'étude BIOCORE. L'étude ICCT (2015) chiffre à 50 Mt MS effectivement mobilisable pour la France, pouvant être poussé jusqu'à 60 Mt.

On obtient donc des estimations très variables, dues à des hypothèses assez différentes sur la quantité de résidus prélevés et les superficies en culture mobilisables.

2.3. Déchets organiques

L'étude BIOCORE estime à 45 Mt de déchets municipaux solides mobilisables pour biocarburants, à partir des hypothèses suivantes pour l'Europe (UE27) :

- 150 Mt biodéchets produits par les ménages,
- 2/3 des déchets papiers et cartons sont recyclés, compostés ou incinérés => reste 17Mt pour biocarburant,
- 10% de fraction bois reste à valoriser : 6 Mt restent pour biocarburants,
- 50 Mt de reste de nourriture et déchets verts : hypothèse reste 44 Mt pour biocarburants.

D'autres types de déchets ne sont pas pris en compte par l'étude, notamment du fait de leur faible volume ou du fait qu'ils ajouteraient trop d'hétérogénéité dans la matière première. C'est le cas des huiles usagées (estimées à 1 Mt en Europe), des graisses animales...

Concernant les ressources mobilisables en 2030 pour la méthanisation, l'Ademe aboutit aux projections suivantes :

- 16,25 Mt/an déchets organiques des ménages (hypothèse 10% mobilisable),
- 181,2 Mt/an effluents d'élevage, 40% mobilisable,
- 28 Mt résidus de récolte, herbe, 25% mobilisable,
- 8,8 Mt déchets industriels, 60% mobilisable,
- 9 Mt boues de STEP urbaines, 70% mobilisable,
- 5,25 Mt « gros producteurs », 60% mobilisable,
- 1.240 Mt terres arables et STH, 0%, 5%, 25% mobilisable => 38,8 Mt/an.

Ces différentes études attribuent parfois des usages simultanés aux mêmes ressources, ce qui nécessite d'étudier ces différents usages simultanément. On voit surtout que cela ne peut se faire efficacement qu'en travaillant à un échelon local pour optimiser une ressource hétérogène, qui est très faible en volume par rapport au total des besoins énergétiques.

2.4. Cultures dédiées

L'étude BIOCORE estime à le potentiel actuel à :

- Peuplier : 5.000 ha soit 50 kt,
- Saule 25.500 ha soit 250 kt,
- Miscanthus : 15.100 ha soit 150 kt,
- Reed canarygrass : 12.000 ha soit 60 kt,
- Chanvre : 15.000 ha soit 100 kt.

L'estimation AEBIOM est de 20 à 40 Mha disponibles en Europe pour culture dédiées sans nuire aux besoins alimentaires. Elle fait cependant des hypothèses assez « héroïques » sur la conversion massive de terres agricoles peu productives ou de forêts.

3. Etat et prospective des filière biomasse pour l'énergie

3.1. Bois-énergie

Le dénombrement des chaufferies collectives est délicat car les différentes sources ne prennent pas les mêmes critères de recensement. Le Syndicat des énergies renouvelable le chiffre en 2014 à 4400 chaudières (3/4 collectivités/tertiaire, 1/4 industrielles). Les données de l'Ademe sont légèrement inférieures, environ 2000 chaufferies collectives tertiaires et 1000 industrielles. On observe la création de plus de 300 chaufferies/an d'une puissance moyenne de 1MWth. Une centaine de réseaux de chaleur-bois est actuellement en fonctionnement (les réseaux de chaleur existants sont à 4,4% au bois, 45% gaz, 22% ordures ménagères). La production totale s'établit à environ 2,5 Mtep, à comparer à 7,3 Mtep pour le chauffage domestique, ce qui laisse entrevoir le potentiel théorique de développement de la filière.

Concernant la cogénération, on a 78 unités dénombrées pour 1,3 GWél dans la base Atlas de 2013. Selon les données EurObserv'ER, la production en 2013 est de 1,5 TWh (électrique). La prospective du Syndicat des énergies renouvelable s'établit à 28 TWh d'électricité issue de cogénération en 2020.

Plusieurs études de prospective existent :

- FranceAgrimer prévoit un développement à 21,7 Mtep en 2020 (44%+26% sylviculture, 15%+5% agriculture-pêche, 10% déchets),
- Ademe : 19,0 Mtep en 2020 (68% bois, 21% agri, 11% déchets), 24,8 en 2030, 31,0 en 2050,
- Scénarios Ancre : de 10,8 (SOB) et 17,8 (DIV) Mtep en 2030, de 13,1 et 30,0 Mtep en 2050.

Mises en relation avec les données précédentes sur la ressource en bois, on voit que ces projections nécessiteraient une mobilisation substantielle avec des substitutions d'usage.

L'étude EurObserv'ER chiffre les emplois du bois-énergie à 52.250 en 2013 (pour 10,8 Mtep produits), à comparer à la filière bois (440.000 emplois directs et indirects, 40 à 60 G€ de CA). Ces données sont comparables à celles de l'Ademe, qui table sur environ 60.000 directs et indirects (10%) en 2006, essentiellement production de bois bûche (33.000 dont 24.000 informels), et poêles à bois individuels (21.000 fabrication, vente, installation).

3.2. *Bioraffineries*

Le niveau actuel d'incorporation est de 7% en France. On a observé une forte croissance sur 2005-2009, puis une stabilisation. Le taux d'incorporation de bioéthanol est de 3% Europe, 5,4% en Amérique du Nord, et de 17,7% en Amérique du Sud (grâce à des moteurs spéciaux), pour le biodiésel ces ratios sont respectivement de 5,4%, 0,4% et 4,2%.

En volume, cela donne une consommation dans les transports dans l'UE en 2010 de : 2,87 Mtep de bioéthanol, 10,72 de Mtep biodiésel. Pour la France : 550 ktep bioéthanol, 2.165 ktep biodiésel.

On dénombre pour la G1 en Europe : 65 unités de production de bioéthanol (24 en France), 118 de biodiésel agricole (essentiellement colza), 88 biodiésel autre (graisses, huiles...) (en France respectivement 15 à 31 dont 13 HVP). En tout, 2/3 surfaces en colza sont utilisées pour l'énergie (à comparer aux 40% des surfaces en maïs sont utilisées pour le bioéthanol aux USA) et 5% des surfaces plantes sucrières et céréales. En termes de surfaces dédiées, les grandes masses sont : 600.000 ha de colza, 75.000 ha de tournesol.

Le recensement des bioraffineries G2 fait état de 95 projets dont 53 opérationnels (39 en biochimique 14 en thermochimique) dont 6 au stade commercial (biochimique uniquement). Selon une estimation alternative, on compte 116 installations existantes ou avancées, 101 en projet. Le site <http://demoplants.bioenergy2020.eu/projects/mapindex> contient une base des projets régulièrement mise à jour. Pour la France, il ne dénombre que 3 projets : Futurol, Gaya et Stracel (groupe UPM).

EurObserv'ER chiffre à 30.000 le nombre d'emplois liés à la filière biocarburants pour la France. C'est le plus élevé d'Europe (qui totalise 98.900 emplois en 2013).

Malgré ce développement déjà conséquent, l'Europe importe 3,2 Mtep de biocarburants (essentiellement d'Argentine, Indonésie, USA), et la France 0,7 Mtep (dont 75% de biodiésel).

Actuellement on constate un arrêt des politiques d'incitation à la G1 (sauf en Asie), du fait de leur bilan environnemental négatif et son impact sur la production alimentaire. De nombreuses unités (environ 250 dans le monde) sont à l'arrêt.

Selon l'ECP (2014), l'utilisation de tout le potentiel de biocarburants 2G (sur la base de déchets et résidus agricoles et forestiers) aboutirait à une production de 36,7 Mtep en Europe, soit 16% de la consommation transports, ce qui est supérieur à la cible de la Directive 2009/28/CE. Cela correspondrait à la création de 300.000 emplois en Europe, dont 83.000 pour la collecte de résidus culture, 50.000 pour la collecte résidus en forêt, 13.000 en raffinerie, 162.000 temporaires pour la construction des raffineries. L'étude ICCT (2015) table sur un potentiel de 70 à 150.000 emplois pour la France, dont 2/3 permanents.

Parmi les projections faites en France :

- Scénarios Ancre : entre 2,5 (SOB) et 5,5 (DIV) Mtep en 2030, entre 2,7 et 12,9 Mtep en 2050 (dont 20% biogaz),
- Projection Ademe biocarburants liquides : 8,0 Mtep en 2010 (uniquement 1G, dont 3,8 biomasse importée), 6,3 en 2030 (2,9 2G, 2,1 importé), 6,8 en 2050,
- Estimation GDF-Suez potentiel gazéification/méthanation : 22 Mtep en 2050 en France.

3.3. *Biogaz*

ATEE-Biogaz (2011) fait un état de la filière par type de méthaniseur :

- ISDND (fraction fermentescible ordures ménagères) : biogaz valorisé dans 90 installations sur 242 en France,
- Méthanisation industrielle (IAA, chimie, papèterie) : 80 installations. Puissance moyenne 440 MWél, 57 MNm3, 150.000 t de substrat. Puissance moyenne 440 MW, production 7,1 GWhél/an, 350 GWhth/an. Variabilité régionale : dominance NPC, Haute-Normandie. Potentiel encore sous-exploité dans certaines grosses régions agroalimentaires (Bretagne). Secteurs dominants boissons (distilleries, brasseries), fruits et légumes, chimie, papèterie, lait-fromage,
- Méthanisation boues de STEP : 60 installations (soit 15% des STEP de taille moyenne). Tonnage traité 17 M.EH, production 140 M.Nm3. Puissance moyenne 870 kWél, production moyenne 97 GWhél, 540 GWhth/an. Variabilité régionale : plus forte concentration SE,
- Méthanisation déchets organiques des ménages non ligneux : 11 installations. 250 ktMB traités, production 70 N.m3. Puissance moyenne : 2 MW, production 41 GWhél, 15 GWhth. Présent dans 7 régions,
- Méthanisation agricole : 140 installations (cf. détails *infra*),
- Méthanisation territoriale (groupe agriculteurs, industrie, collectivité) : une quinzaine.

L'étude de la répartition régionale fait globalement état de régions sous-dotées : Midi-Pyrénées, Lorraine... on constate une forte concentration des installations agricoles en Bretagne et Pays de Loire (le tiers de la capacité de production française).

L'estimation de l'Ademe (2011) donne des chiffres légèrement différents 344 installations dont 90 ISDND, 60 STEP, 104 agricoles, 80 industrielles, 10 ordures ménagères. L'actualisation de ces données à fin 2014 aboutit à 570 unités en France en 2014 dont 211 agricoles, 99 CET, 125 industrielles, 21 ordures ménagères, 84 STEP, 30 tertiaires.

La production totale est, selon EurObserv'Er (2013) de 4,0 TWh en 2013 (dont 1,5 d'électricité), à comparer aux quelques 13,6 TWh issue des installations de traitement de déchets urbains renouvelables.

Les projections suivantes ont été réalisées :

- Prospective Ademe 2020 : 3,7 TWh/an électrique, 6,4 TWh/an chaleur. Scénario Ademe 2030-2050 : 70 TWh en 2030, 105 TWh en 2050,
- Plan 1000 méthaniseurs agricoles pour 2020 : vise 2,4 TWh électriques
- Scénario Négawatt : 157 TWh en 2050,
- Estimation SOLAGRO : 83 TWh en 2030, 145 TWh en 2050,
- Estimation GDF-Suez : 185 TWh en 2050, dont 100 résidus de culture,
- Estimation IFPEN Ressources fatales actuelles : potentiel de 187 TWh (réduit à 81,2 hors valorisation). Plus des 2/3 sont des déchets agricoles. Le potentiel de biométhane carburant est estimé à 22,4 TWh en tenant compte de la faisabilité économique.

On voit que la filière française est dominée par le biogaz de décharge, ce qui est le cas d'autres pays européens (UK, Espagne), mais tranche avec le modèle allemand dominé par le biogaz agricoles, avec 8400 méthaniseurs dont 7215 agricoles. Cette différence étant liée à un recours intensif aux cultures dédiées (maïs) et un système d'incitation particulièrement puissant, qui rend le modèle allemand assez artificiel et non durable.

Les modes de valorisation du biogaz sont assez tranchés selon le type d'installation :

- Valorisation chaleur seule = le plus courant dans l'industrie (besoin de chaleur permanent) et STEP (besoin premier = réduction du volume),
- Valorisation électricité seule = la plupart des ISDND. Rendements faibles (25 à 42%),
- Cogénération : 35% converti en électricité, 50% en chaleur pour chauffage du digesteur (entre 37 et 43°C). Mode quasi-exclusif pour la méthanisation agricole.

L'injection dans le réseau de gaz est émergente, du fait de la levée récente des freins réglementaires. A noter que 4 installations de biométhane carburant existent (dont Lille Métropole), et environ 280 projets seraient en cours (essentiellement méthanisation agricole ou IAA). Le potentiel du BioGNV semble certain, sous réserve de l'investissement dans les infrastructures nécessaires. Notons également la technologie de la trigénération (électricité + chaleur + froid) qui est en émergence, avec des applications potentiellement nombreuses pour l'industrie.

En termes d'emplois, le secteur biogaz est passé de 450 à 1035 entre 2005 et 2010. L'estimation d'ATEE club biogaz est de 1.700 emplois en 2013 (essentiellement lié au gaz de décharge) et entre 2.000 et 3.500 emplois en 2020. L'estimation EurObserv'ER est un peu supérieure (3.500 emplois directs et indirects). On estime que 1 MW installé nécessite 10,6 hommes-an pour développement du projet, et 4,7 emplois permanents pour exploitation et maintenance. L'extrapolation pour 2020 permet d'envisager 5.000 emplois permanents et 12.000 temporaires.

4. Organisation industrielle et problématique de l'approvisionnement

4.1. Caractéristiques des installations existantes

a) Bois-énergie

Les installations observées couvrent un large spectre de taille : de 0,25 à 50 MWth, avec un mode de la distribution à environ 1,5 MWth. On a un ordre de grandeur de 3000 m³ ou 4000 t de matière première par an et par MW, et de 20 à 30.000 t par an par 10 MW pour les plus grosses (voire moins selon la qualité notamment le taux d'humidité). La production moyenne est d'environ 330 tep/MWth installé. Pour la cogénération on a des installations entre 1 et 150 MWél, avec un rapport de 1 à 3-5 entre production électrique et thermique.

Le rendement d'une installation de combustion est très variable, mais il atteint 80-90% pour chaleur seule (à comparer à 15-35% pour électricité seule, 30-40% biocarburants, 40-50% méthanisation chaleur). Les grosses chaufferies peuvent recevoir un produit plus hétérogène que les chaufferies individuelles, le taux d'humidité peut atteindre 45%.

Les gros projets sont souvent liés à des installations préexistantes. C'est le cas d'un grand nombre de projets soutenus dans le cadre des appels à projets CRE. Citons le cas emblématique d'E.ON à Gardanne : 885 kt d'approvisionnement annuel, soit une rotation de camion toute les 2 minutes, approvisionnement entre 310kt et 400 kt local (soit rayon d'environ 400km), 124 kt déchets verts, importation Amérique du nord + bois de rebut A et B. La puissance installée sera de 150 MW (équivalent à 450.000 ménages) L'efficacité énergétique sera de 44,7% (alors que la CRE exigeait 60%) pour la chaleur et 37% pour l'électricité.

b) Bioraffinerie

Les bioraffineries G1 ont un approvisionnement de 100 à 300kt/an pour le bioéthanol, et supérieur à 500 kt/an pour le biodiésel. Pour la G2, il faut tabler sur des tailles efficaces supérieures en raison d'un rendement énergie/matière moindre. Ainsi, les installations industrielles par voie thermochimique devront probablement nécessiter un approvisionnement annuel d'au moins 1 million de tonnes. Des travaux de l'IEA estiment qu'une unité de bioéthanol 2G pourrait être efficace à partir de 60 à 120 kt de biomasse d'approvisionnement, tablant sur un approvisionnement sur 5 à 10% des terres dans un rayon de 20km).

Quelques projets biocarburants 2G identifiés dans le benchmark (livrable 2) :

- Abengoa (Hugoton, KS, USA) : 95MI éthanol (+75MWél) à partir de 350t de biomasse. Investissement de 450M\$,
- Dupont (Nevada, IA, USA) : 100 MI éthanol, 375 kt MS rafles maïs, rayon 50km, surface 75.000 ha. 60 emplois directs + 150 saisonniers récolte. Investissement 210M\$,
- POET-DMA (Emmetsburg, IA, USA) : 80 MI bioéthanol déchets maïs,
- Inbicon (Kalundborg, DK), plus grosse unité européenne, 30kt paille/an produit 5,4MI éthanol + 11,4kt pellets lignine + 13,9 kt mélasse,
- Choren Industries (+ Shell) (Lubmin, D) : 200kt diésel BtL. Invt 400 M€,
- Stracel BtL – UPM KYMENNE: 100 kt production BtL à partir biomasse forestière. Projet arrêté au profit de l'usine de valorisation de tall oil en Finlande,
- Ajos BtL – Forest BtL Oy : 115kt production, résidus forestiers,
- GoBiGas – Göteborg Energi AB : 50 kt résidus forestiers, bois de trituration,
- Woodspirit - BioMCN : méthanol de résidus forestiers. 200kt production. 100 emplois.

S'y ajoutent les prototypes industriels développés en France : Futurol, BioTfuel, Probio3, Syndièse, Gaya. L'analyse de l'évolution du nombre de brevets relatifs aux biocarburants montre une forte augmentation à partir de 2005 et un pic en 2010.

On notera que là encore quasiment tous les projets de taille industrielle sont basés sur une industrie préexistante (papèterie, IAA, trituration oléagineux...).

c) Biogaz

Les unités de méthanisation ont une puissance variant de 40 kWél à 5 MWél. La moyenne des installations de biogaz agricole est de 220 kWél, pour 7.700 t d'intrants par an, dont 65% d'effluents d'élevage. On compte environ 0,3 MWh th et 0,8 MWh él pour 1t d'intrant agricole, et une production de 7 à 8 GWh él par MWél.

La technologie la plus commune est l'infiniment mélangé (77,5% des installations). A noter le problème d'adaptation des techniques utilisées en Allemagne, qui domine le marché des méthaniseurs avec des intrants de nature très différente.

4.2. Données économiques

Le rapport « benchmark des études » (livrable 2) donne des détails sur les prix observés sur les différents segments de la filière. Selon les cas, on raisonnera en :

- Volume de bois sur pied : entre 5 et 10 €/ m3 pour taillis et menus bois,
- Volume de bois bord de route : de 27 €/m3 pour le bois d'industrie (à comparer à 141€ pour du chêne bois d'œuvre),
- Tonnage de matière première : entre 10 et 20€ par tonne de bois pour l'énergie (à comparer à 85 €/t de bois d'œuvre et environ 40 €/t de bois d'industrie). Le prix de la paille atteint quant à lui 60-80 €/t (moyenne Europe),
- PCI : exemple du granulé bois, 5,78 c€/kWh PCI fin 2013, soit 21% de moins que le gaz (7,31), fioul (9,45), électricité (14,44), propane (13,93) (mais un coût d'installation de chaudière individuelle 1,5 à 3 fois plus élevé).

Les différentes études compulsées donnent une idée des coûts d'investissement des installations et convergent vers une dizaine d'année *a minima* de retour sur investissement :

- Chaudières bois-énergie : 500 à 900 €/kW pour installations >1,5 MW (1.100 à 1.300 € sinon) auxquels il convient d'ajouter 300 à 500 €/kW si réseau de chaleur. Les coûts sont bien supérieurs pour la cogénération (à titre d'exemple l'usine de Gardanne présente un investissement de 250 M€),
- Unité commerciale de biocarburant G2 : de l'ordre de 900 M€,
- Biogaz : investissement entre 6 et 11 k€ par kW_{él} installé selon la taille.

Les coûts d'exploitation peuvent être assez variables en raison des différentes contingences liées aux contraintes d'approvisionnement, le transport pouvant comporter une part non négligeable des charges (environ 20%). Ainsi, les simulations faites par l'IEA indiquent que le coût des intrants représente 90% des charges pour une unité G1 et 50% pour une unité G2. Pour le biogaz s'ajoute les coûts liés à la valorisation (ou non) du digestat. En synthétisant les travaux de l'IEA et la Banque mondiale, on observe que les coûts de production biocarburant biomasse lignocellulosique pourraient approcher le prix de l'essence à partir de 2030 (soit environ 0,6\$/l pour l'éthanol par voie biochimique, et 0,65\$/l pour le BtL – en prenant l'hypothèse d'un litre d'essence à 0,5\$).

La méthanisation pose des problèmes différents car elle mobilise en priorité des déchets actuellement peu valorisés par ailleurs. La rentabilité peut être atteinte plus rapidement pour les cas de ressources abondantes et captives (au bout de 7-8 ans pour unités territoriales ou STEP, jusqu'à 15-20 ans pour les exploitations agricoles).

Cependant, les modèles économiques actuels sont très dépendants des politiques incitatives, qui peuvent brouiller les signaux économiques et créer diverses distorsions et notamment l'apparition de phénomènes de captation de l'aide publique pour les détenteurs de la ressource. Ainsi, le tarif de rachat d'électricité issue de méthanisation est fixé entre 11,19 et 13,38 c€/kWh selon la puissance (seuils de 150 à 2.000 kW) + prime d'efficacité jusqu'à 4c + prime traitement d'effluents d'élevage jusqu'à 2,6 c. D'où un rachat maximum à 19,97 c€/kWh (à comparer au 14,4c€/kWh du tarif EDF). Ce tarif est très supérieur à celui du rachat de biométhane en ISNDN (entre 4,5 et 9,5 c€/kWh). Il est calculé pour avoir un TRI de 10%.

4.3. Organisation de l'approvisionnement

L'absence d'un véritable marché de l'approvisionnement en biomasse pour l'énergie est un des éléments qui obèrent le développement et la consolidation de cette filière. Le développement d'unités de production de taille industrielle nécessite de dialoguer avec un grand nombre d'acteurs et de traiter des ressources hétérogènes en nature et en qualité. Ce constat est fait y compris par les grands acteurs du bois-énergie tels que Dalkia et Cofely, pour leurs chaufferies bois, qui mettent en place des organisations dépendantes du contexte local (présence de fournisseurs, facilité à contractualiser directement avec les propriétaires, possibilités d'un apport d'appoint extérieur...), pouvant aller jusqu'à une intégration amont.

On peut observer une évolution progressive tirée par les grands acteurs (pour le secteur forestier : l'ONF, les grosses coopératives), mais pour l'essentiel les montages restent souvent *ad hoc* (scieries, ETF, CUMA, voire entreprises de recyclage... qui se diversifient en broyant des plaquettes par exemple), avec souvent des coûts de transaction importants. Toutefois, l'évolution semble réelle, et les négociants en bois semblent s'intéresser de plus en plus au débouché « énergie ». Il est possible que l'émergence d'un marché international pour la biomasse pour l'énergie favorise cette structuration. De même qu'un marché international des granulés est en voie de constitution, un phénomène similaire apparaît pour des produits moins élaborés, qui permettent notamment de pallier les incertitudes d'approvisionnement local pour les grosses chaufferies ou unités de cogénération. Ce phénomène ne manque pas d'ailleurs d'induire des tensions supplémentaires sur la ressource forestière, notamment en zone frontalière (Belgique).

Ces problématiques sont très différentes des pays scandinaves, où les superficies des parcelles sont beaucoup plus grandes et la filière bois plus structurée. L'activité des papeteries joue un rôle structurant essentiel, comme le montre le projet UPM en Finlande. En France, les pouvoirs publics tentent de tirer le développement de la biomasse pour l'énergie en agissant sur la demande, ce qui rencontre rapidement des limites quand l'approvisionnement est trop complexe.

Actuellement, ce n'est que pour les petites chaufferies (de l'ordre de 1 MW) que des modes d'organisation relativement stabilisés sont observés, avec en général un fournisseur unique, interne (dans le cas de l'industrie), ou externe (souvent une scierie dans le cas d'une collectivité). Pour les grosses unités, les coûts d'organisation peuvent croître rapidement, avec des rayons de collecte observés pouvant dépasser 50 km, voire atteindre 100 km.

Ce problème est évidemment exacerbé si l'on envisage l'approvisionnement d'unités de biocarburant G2, où le volume à trouver est supérieur d'un ordre de grandeur à celui des grosses chaufferies. Une collecte sur la base de résidus de forêts implique des coûts de transaction en général jugés trop importants, et des rayons de collecte dépassant 200 km, voire 500 km. Une interrogation supplémentaire vient du fait que le principal accroissement non exploité du volume sur pied est supposé correspondre aux petites propriétés (soit environ 3 millions propriétaires qui possèdent moins de 4 ha, pour 30% de la surface forestière).

De ce fait la plupart des études sur l'approvisionnement des bioraffineries se focalisent sur les résidus de culture ou les cultures dédiées. Ainsi, une étude de 2010 simulant le fonctionnement économique d'une bioraffinerie calcule un mix optimal entre miscanthus et résidus de culture, qui permet un rayon de collecte minimal de 58 km, et l'implantation de 9 telles bioraffineries en France métropolitaine, pour environ 3.500 millions de litres de biodiésel. Il s'agit là cependant d'un modèle théorique. Les unités G2 actuelles étant au mieux des pilotes industriels, il n'est pas facile d'évaluer la complexité réelle d'organisation d'approvisionnement pour des unités commerciales. Pour les plus grosses unités actuelles, le rayon d'approvisionnement varie entre 50 et 100 km.

Ces différents éléments laissent à penser que sous réserve d'une émergence réelle d'un segment « approvisionnement » dans la filière, il y aura la place pour la création de plusieurs unités complètement « territorialisées » de bioraffinerie G2, sans recourir à un modèle type « hollandais », basé sur l'importation massive par bateau.

L'approvisionnement pour le biogaz n'est pas soumis aux mêmes contraintes, vu la taille beaucoup plus petite des installations. L'approvisionnement reste dans tous les cas relativement local, et le rayon croît avec pouvoir méthanogène : moins d'une dizaine de km pour les effluents agricoles, jusqu'à 100 pour produits industriels riches en graisses, avec une moyenne de 20 km. Il existe une concurrence potentielle pour les ressources les plus méthanogènes (ex. maïs ensilé), notamment en zones frontalières (Allemagne et Benelux).

De façon transversale à l'ensemble des filières de production d'énergie à partir de biomasse, les modes de contractualisation traduisent bien le manque de structuration et l'incertitude ressentie par les différents protagonistes. Les contrats sont en général courts, 1 à 3 ans, 5 dans le meilleur des cas, en tous cas bien moindres que le retour sur investissement qui est au moins d'une dizaine d'années. Une des rares exceptions observée concerne les cas de méthanisation territoriale (impliquant des agriculteurs et des collectivités), où on observe des contrats de 15 ans, calqués sur la durée du tarif de rachat.

5. Implications de l'étude

5.1. Principaux freins identifiés

Les différents éléments collectés dans l'étude mettent en avant trois grands types de freins à une organisation efficace des filières considérées :

- Une incertitude dans l'évolution des prix et de la disponibilité de la ressource, liée notamment au contexte macroéconomique (prix agricoles, marché du bois), et en particulier à la concurrence entre usages, et à la diminution des sciages dont dépendent une bonne part de la biomasse,
- Des modèles économiques non stabilisés (en lien avec le point précédent), et très dépendants des aides publiques, mais aussi liés aux coûts de maintenance ou à l'hétérogénéité de la ressource,
- Dans certains cas des obstacles réglementaires, comme dans l'exemple souvent cité de la méthanisation (3 à 6 ans pour finaliser un dossier en France contre 8 mois en Allemagne).

L'émergence d'un « métier de l'approvisionnement » (intégrant les différents usages des biomasses, y compris non énergétiques) paraît être un élément essentiel pour consolider ces filières et leur permettre de réaliser leur potentiel qui on l'a vu est loin d'être négligeable.

L'Allemagne est souvent citée comme un exemple, mais sa politique de soutien public fort comporte des effets pervers évidents dans le cas de la méthanisation agricole, mais aussi dans les autres filières énergétiques (d'où notamment un coût élevé de l'électricité outre-Rhin). Plus éclairants sont les exemples de modes de contractualisation donnant plus de visibilité aux parties contractantes (systèmes de garantie), observés en Allemagne et pays scandinaves.

5.2. *Implications pour les politiques publiques*

La France n'a pas été avare de politiques visant le développement des usages énergétiques de la biomasse, depuis les premiers plans bois-énergie en 1994. De nombreux dispositifs d'information et d'animation existent au niveau régional, visant tant les particuliers que les entreprises : missions régionales bois-énergie (Ademe-DRAAF-Région), espaces info-énergie (EIE), cellules biomasse régionales. L'observatoire national des ressources biomasse géré par FranceAgriMer vise à donner une cohérence et une vision nationale à ces dispositifs.

Les différentes filières font l'objet d'incitations fortes, souvent sous la forme de tarifs de rachats ou d'aides à l'investissement (que peuvent abonder les collectivités ou les fonds européens). Ainsi, le Fonds chaleur renouvelable joue un grand rôle dans le développement de la filière (appel à projets BCIA puis BCIAT, appels à projets régionaux). Les appels à projet de la CRE, étaient censés favoriser des projets plus structurants, mais les projets sélectionnés ont le plus souvent échoué en achoppant sur la sécurisation de l'approvisionnement. C'est d'ailleurs le point qui fait débat dans le projet de centrale de cogénération de Gardanne. Il existe également de multiples initiatives régionales.

Le projet de loi sur la transition énergétique comporte plusieurs dispositions pour favoriser l'implantation d'unités de biogaz et supprimer les distorsions liées aux tarifs de rachat fixes (qui seront remplacés par la notion de complément de rémunération). Des dispositifs spécifiques sont annoncés sur la méthanisation : appel à projets méthanisation MEDDE-Ademe, et prochainement appel à projets MAAF gestion collective et intégrée de l'azote. Ce dernier cas est intéressant car il correspond à une vision intégrée de la méthanisation, raisonnant en cycle complet. Mais au-delà des aides financières, des simplifications sont attendues pour faciliter le montage des dossiers. Ainsi, l'expérimentation d'une procédure d'autorisation unique (ICPE, Atex, permis de construire, espèces protégées, autorisation code de l'énergie) pour les méthaniseurs, lancée en 2014 dans certaines régions pourrait être rapidement généralisée.

Les demandes des professionnels portent surtout sur des aspects financiers (tarif de rachat à 25c€/kW comme en Allemagne...), et sur la mise en place d'un fonds de mobilisation de la biomasse (incitations à l'exploitation du bois pour énergie). Ainsi, suite à la signature du Contrat de filière (CSF bois) en décembre 2014, un appel à manifestation d'intérêt MAAF/MEDDE de 30M€ est lancé pour mobiliser le bois pour l'énergie (en complémentarité avec le bois d'œuvre et d'industrie)... On voit au regard des études sur la problématique de l'approvisionnement qu'il existe déjà un obstacle à lever pour garantir la visibilité sur les transactions de long terme, qui pourrait s'ajouter au chantier de simplification administrative déjà engagé. Des outils innovants de contractualisation et d'ingénierie financière pourraient être mis en place, en s'inspirant des modèles des pays germaniques.

La puissance publique pourrait aussi aider à la mobilisation de l'amont, notamment via les coopératives et négociants en bois, voire inciter à l'entrée de nouveaux acteurs. Ces préconisations rejoignent celles du rapport commandité par l'Ademe en 2011 sur la mobilisation de la biomasse, qui proposait en outre des mesures énergiques en faveur de la réduction du morcellement des forêts.

Enfin, on a vu que le développement du bois-énergie est intimement lié à celui de la transformation du bois. Il y a une synergie évidente à favoriser la remontée des sciages, notamment de feuillus, ce qui a des implications y compris pour la 2^{ème} transformation du bois.

5.3. *Besoins de recherche*

Au-delà des valeurs trouvées dans les études sur le potentiel de mobilisation de la ressource, on voit se détacher trois problématiques qui, sans minimiser les questions relatives aux technologies de production d'énergie, nécessitent la mobilisation de la recherche :

- La compréhension des interactions entre usages concurrents des ressources en biomasse. Celle-ci est relativement fragmentaire, et peu de modèles permettent de comprendre les effets de substitution entre usages et les impacts sur les prix et l'aval des filières considérées,
- La compréhension des modes de contractualisation les plus adaptés, qui sont forcément dépendants du contexte physique, social et institutionnel propre à chaque région,
- La quantification fine de la ressource : les études les plus fines se limitent à l'échelon départemental. Pour ce qui est de la forêt, la connaissance du potentiel, fondée sur les données IGN (ex-IFN) n'est pas suffisante pour faire le lien avec les problématiques de mobilisation des propriétaires forestiers. L'usage de techniques de télédétection (basées notamment sur le Lidar) serait à promouvoir (projet de « cadastre énergétique »).

Sur les aspects purement technologiques, cette étude montre la nécessité de mieux comprendre comment gérer l'hétérogénéité et la variabilité temporelle de la ressource. Il s'agit d'ailleurs d'une remarque remontée fortement également dans les entretiens avec les entreprises. Cela concerne notamment la problématique des mélanges destinés à la méthanisation, mais aussi les biocarburants, notamment quand la voie biochimique est utilisée (ex. paille versus feuillu versus résineux).

Il y a également un enjeu fort à raisonner de manière « économie circulaire » et étudier également le devenir des coproduits :

- Qualité des digestats pour la méthanisation (aspects microbiologiques, métaux lourds Cu/Zn notamment). Cela conditionne fortement une valorisation optimale de ces procédés, dans un contexte de procédures d'homologation très lourdes, et d'un projet de règlement européen pour encadrer la sortie du statut de déchet des déchets biodégradables ayant subi un traitement biologique,
- Les coproduits encore mal valorisés (lignines notamment).

Au-delà de ces enjeux, une étude complète des impacts de ces filières nécessitera, en plus de l'impact carbone total, d'appréhender l'impact sur les sols, la biodiversité, les risques (incendies, glissement de terrain...), dans une démarche de type ACV ou écologie territoriale.

Liste des rapports consultés

- Ademe (2007), Evaluation des emplois dans la filière biocombustibles, Rapport final.
- Ademe (2011), Etude internationale des politiques publiques pour la mobilisation de la biomasse et l'organisation des acteurs.
- Ademe, AFGNV, ATEE Club Biogaz, GDF SUEZ, IFP, MEEDDAT. (2008), Etat des lieux et potentiel du biométhane carburant (Synthèse).
- Ademe, FranceAgriMer (2014). Etude de faisabilité pour l'évaluation des flux de matière de biomasse.
- AEBIOM (European Biomass Association) (2013), European bioenergy outlook 2013.
- Amblard, L., Taverne, M., Guerra, F. (2012), L'organisation d'une filière d'énergie renouvelable : l'approvisionnement en bois-énergie en Auvergne. Droit de l'Environnement, pp. 37 - 40.
- AMORCE (2014), Soutiens financiers aux énergies renouvelables et à la maîtrise de l'énergie. coût et enjeux pour les collectivités.
- ANCRE (2013), Scénarios énergétiques de l'ANCRE.
- ATEE - Club biogaz. (2011), Emplois dans le filière biogaz de 2005 à 2020.
- ATEE - Club Biogaz. (2011), Etat des lieux de la filière méthanisation en France.
- ATEE - Club Biogaz. (2012), Guide pour l'optimisation de l'efficacité énergétique des installations de biogaz.
- ATEE - Club Biogaz. (2014), Le Biogaz, une énergie renouvelable multiforme, stratégique dans la transition.
- ATEE - Club biogaz. (2015), Prospective des conditions de rentabilité des installations de méthanisation agricole.
- Besson, M., & Moletta, R. (2010), Aspects sanitaires de l'épandage de digestats issus de méthanisation à la ferme.
- CIBE (2012), Etat des moyens et propositions pour la mobilisation de biomasse forestière supplémentaire pour l'énergie.
- Colin, A., Barnérias, C., Salis Mireille, Thivolle-Cazat, A., Coulon, F., Couturier Ch. (2009). Biomasse forestière, populicole et bocagère disponible pour l'énergie à l'horizon 2020.
- Commissariat Général au Développement Durable (2013), Chiffres clés des énergies renouvelables.
- Commissariat Général au Développement Durable, (2014), Chiffres clés de l'énergie.

Commission Européenne (2013), Résumé de l'analyse d'impact accompagnant le document : Proposition de Règlement du Conseil relatif à l'entreprise commune "Bio-industries". Bruxelles.

EurObserv'ER (2014), The State of renewable energies in Europe. 14th EurObserv'ER report.

European Climate Foundation, 2014, Wasted, Europe's Untaped Resource – An assesment of Advanced Biofuels from Wastes & Residues.

Ginisty, C., Chevalier, H., Vallet, P., Colin, A. (2009), Evaluation des volumes de bois mobilisables à partir des données de l'IFN "nouvelle méthode".

ICCT (2015), National case studies on potential waste and residue availability for cellulosic biofuel production in the EU.

IFPen (2014), Défis et perspectives technologiques pour le développement des biocarburants et des biogaz. Panorama 2014.

IFPen (2014), Panorama des projets d'unités de production de biocarburants de deuxième génération. Panorama 2014.

IFPen (2014), Tour d'horizon des filières biocarburants dans le monde. Panorama 2014.

International Energy Agency (2008), From 1st to 2nd generation biofuel technologies, an overview of current indutry and R&D activities.

International Energy Agency (2010), Sustainable production of second-generation biofuels. Potential and perspectives in major economies and developing countries.

Journal Officiel - Arrêté du 23 novembre 2011 fixant la nature des intrants dans la production de biométhane pour l'injection dans les réseaux de gaz naturel. JORF n°0272 du 24 novembre 2011.

Journal Officiel - Arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel. JORF n°0272 du 24 Novembre 2011.

Journal Officiel - Décret n°2013-177 du 27 février 2013 modifiant le décret n°2011-1597 du 21 novembre 2011 relatif aux conditions de contractualisation entre producteurs de biométhane et fournisseurs de gaz naturel. JORF du 28 Fevrier 2013.

Mission d'information sur la biomasse au service du développement durable (2013), Rapport d'information sur la biomasse au service du développement durable.

Projet BIOCORE (2012), Deliverable D1.1 : Availability of lignocellulosic biomass types of interest in the study regions.

Projet BIOCORE (2012), Availability of lignocellulosic biomass types of interest in the study regions.

Projet BIOPOL (2009). Assessment of BIOrefinery concepts and the implications for agricultural and forestry POLicy.

RMT biomasse (2012), Biomasse énergie : le point sur 15 idées reçues. Eléments d'expertise sur la valorisation énergétique de la biomasse agricole.

Simon D., Wallace W.E., Jacquet F. (2010), Economic analysis of the potential of cellulosic biomass available in France from agricultural residue and energy crops, *Bioenerg. Res.*, 3: 183-193.

Solagro (2014) Afterres 2050 : La place des bioénergies, un scénario soutenable pour l'agriculture et l'utilisation des terres en France à l'horizon 2050. Présentation séminaire INRA 14 mars 2014.

Syndicat des Energies Renouvelables (2014), Annuaire de la filière française du bois-énergie et biocombustibles solides, secteur collectif, tertiaire et industriel.

World Bank, Development Research Group, Environment and Energy Team. (2010), Second-Generation Biofuels, Economics and Policies. Policy Research Working Paper.

World Intellectual Property Association (2014), Renewable energy technology: Evolution and policy implications – Evidence from patent literature.

