

Etude GP1A

Organisation des filières biomasse pour l'énergie

Synthèse des livrables et conclusions



Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Énergie

Consortium de Valorisation Thématique ANCRE

1. Éléments de cadrage

1.1. Champ de l'étude

Cette étude 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 certaines études.

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 (2012) illustrent la répartition de la production et de la consommation, 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%).

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% en 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

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) (1t 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%) : 2,61/4,08, 650/400

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

PCI biogaz : 9,94 kWh/Nm³.

Teneur en CH₄ moyenne 40%, le reste = CO₂ (sauf décharge jusqu'à 30% N₂)

b) *Rendements cultures dédiées et résidus de culture*

Rendement biomasse : forêt, culture (paille)

- Paille de blé : 1,4 t(MS)/ha, conversion 290 l d'éthanol / t MS soit 410 l/ha.
- Paille de maïs : 1,7 t(MS)/ha soit 503 l/ha
- Canne à sucre : 11,2 t(MS)/ha 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*

- 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, telle le projet 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 de 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 pied, 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 comptabilisé).
- 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 160m³ de bois fort à l'hectare (contre 350m³ en Allemagne). Les boisements en France ont été divisés par 6 en 20 ans et que 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.

On a donc un paradoxe avec une superficie importante, en croissance (modérée), mais avec un potentiel réel qui paraît sous-optimal. 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 Gt (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 estimé UE (WorldBank 2010) est à à 34 Gt (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 l'hypothèses suivantes :

- 150 Mt biodéchets produits par les ménages en Europe.
- 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 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
- RCG : 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 « héroïque » 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 (2013). Selon les données EurObserv'ER, la production en 2013 est de 1,5 TWh él. 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 nécessiteront 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 (400 à 425.000 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 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% Amérique du Nord, 17,7% en Amérique du Sud (grâce à des moteurs spéciaux), pour le biodiésel ces ratios sont 5,4%, 0,4% et 4,2%.

En volume, cela donne une consommation dans les transports dans l'UE en 2010 de : 2,9 Mtep de bioéthanol, 10,7 de Mtep biodiésel. Pour la France : 550 ktep bioéthanol, 2.165 ktep biodiésel (Europe 2,87 et 10,72 Mtep).

On dénombre pour la G1 en Europe : 65 Unités de production de bioéthanol (France 24), 118 biodiésel G1 (essentiellement colza), 88 biodiésel G1 (graisses, huiles...) (France 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 bioéthanol aux USE) 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 bioraffineries G2 fait état de 95 projets dont 53 opérationnels (39 biochimique 14 thermochimique) dont 6 stade commercial (biochimique). 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 (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). L'étude ICCT (2015) table sur un potentiel de 70 à 150.000 emplois, dont 2/3 permanents, avec la possibilité de création de 80 bioraffineries (essentiellement de bioéthanol).

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.

L'utilisation de tout le potentiel de biocarburants 2G aboutirait à une production de 36,7 Mtep en Europe, soit 12% de la consommation transports, ce qui est cohérent avec la Directive 2009/28/CE. Cela correspondrait à la création de 300.000 emplois, 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.

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. Sous-représentation Bretagne ? Secteurs dominants boissons (distilleries, brasseries), fruits et légumes, chimie, papèterie, lait-fromage.
- Méthanisation agricole : 140 installations. Puissance moyenne 220 kWél, en augmentation.
- Méthanisation territoriale (groupe agriculteurs, industrie, collectivité) : une quinzaine.
- 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.

L'étude de la répartition régionale fait globalement état de régions sous-dotées : Midi-Pyrénées, Lorraine...

L'estimation de Ademe (2011) donne des chiffres légèrement différents 344 installations dont 90 ISDND, 60 STEP, 104 agricole, 80 industriel, 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. Estimation ATEE club biogaz est de 1.700 en 2013 (essentiellement lié à 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 chaufferies individuelles, le taux d'humidité peut atteindre 45%.

Les gros projets sont souvent liés à des installations préexistantes :

- E.ON Gardanne : 885 kt d'approvisionnement annuel, soit une rotation de camion toutes 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. Puissance installée 150 MW (équivalent à 450.000 ménages) L'efficacité énergétique est de 44,7% (la CRE exigeait 60%) pour la chaleur et 37% pour électricité.
- INOVA à Brignoles (83) : 185 kt

b) Bioraffinerie

Les bioraffineries G1 ont un approvisionnement de 100 à 300kt/an en bioéthanol, et supérieur à 500 kt/an en 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 bio-éthanol 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).

Les projets biocarburants 2G identifiés dans le benchmark sont les suivants :

- 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.

On notera que 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 6 à 8 GWh th et 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 » 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 de 0,5 à 15 M€, soit entre 6 et 11 k€ par kWél installé.

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 vers 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 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 Cofély, 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 contre 8 mois en Allemagne).

L'émergence d'un « métier de l'approvisionnement » 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). 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 liés 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.

Au-delà des aides financières, des simplifications sont attendues pour faciliter le montage des dossiers, l'expérimentation d'une procédure d'autorisation unique (ICPE, ATEX, permis de construire, espèces protégées, autorisation code de l'énergie) 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 surtout la mise en place d'un fonds de mobilisation de la biomasse (incitations à l'exploitation du bois pour énergie). 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 le rôle des coopératives et négociants en bois. 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, au-delà des questions relative aux technologies de production, 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 et technologie. 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...).