

Energies renouvelables et biodiversité, éléments d'information

Pour ceux qui veulent approfondir la question des liens entre énergie et biodiversité, sujets, illustrations ci-après au travers de 4 domaines choisis, relevant chacun des énergies renouvelables : *hydroélectricité, photovoltaïque, filière bois et biogaz*. Ces filières offrent des perspectives d'avenir, pour autant on ne peut assurer leur développement sans nuances à raison des impacts possibles qu'elles pourront engendrer, ou engendrent d'ores et déjà, sur la biodiversité. Cette volonté d'articuler finement développement des ENR et biodiversité a fait l'objet d'une partie des travaux du Congrès mondial de la nature (UICN), tenu en Corée au mois de septembre 2012. Dans ce cadre, avait été soulignée la nécessité d'introduire la préservation de la diversité biologique dans toutes les politiques nationales énergétiques, avec notamment deux préoccupations saillantes qu'il faut rappeler : a) assurer une application stricte de la réglementation sur les études d'impacts et du principe « éviter, réduire, compenser » au stade des installations & aménagements ; et b) éviter au maximum l'emprise au sol des installations et leur développement dans les aires protégées des catégories I à IV de l'UICN.

I – Hydroélectricité et biodiversité

Il existe une contrainte réglementaire fondamentale : la directive-cadre sur l'eau du 23 octobre 2000, qui prévoyait l'accomplissement, d'ici à 2015, d'une série d'objectifs de bon état écologique des cours d'eau, sur la base d'une gestion par bassin versant. Cette directive a été transposée au moyen d'une loi du 21 avril 2004, mais en la matière, il faut surtout tenir compte de la loi sur l'eau et les milieux aquatiques dite LEMA du 30 décembre 2006. Parmi ses principales dispositions, la LEMA détermine un processus de révision du classement des cours d'eau qui doit être achevé au 1^{er} janvier 2014. Le classement en question, qui intervient en cohérence avec les SDAGE, comporte notamment des cours d'eau de catégorie 1 : ce sont ceux présentant un « très bon état écologique » ou jouant un rôle de réservoir biologique, avec la nécessité d'y assurer une protection complète des grands migrateurs. L'installation d'obstacles y est donc interdite. A terme, ce classement en catégorie 1 devait concerner à peu près 10% des cours d'eau.

La problématique de la bonne gestion écologique des cours d'eau renvoie, dans le cas précisément d'obstacles tels que barrages, moulins, retenues etc, à deux sortes d'impacts sur la biodiversité :

- des impacts sur le milieu, autrement dit sur le cours d'eau lui-même : l'obstacle affecte la continuité du milieu, le débit solide du cours d'eau, le transport alluvionnaire, la capacité de méandrage du cours d'eau, bref des données physiques ;
- des impacts sur la faune. Sont concernés au premier chef les migrateurs amphihalins comme le saumon, la truite de mer, l'alose ou l'anguille. Pour suivre l'évolution de ces espèces, on dispose d'un « indice poisson rivière », dit IPR, fondé sur des inventaires piscicoles de 34 espèces représentatives.

Pour pallier les effets des barrages sur l'environnement des cours d'eau, on applique des dispositifs de type ERC comprenant – en tous cas ! – des mesures de réduction et de compensation des impacts.

En guise de *réduction*, on procède typiquement à la pose de passes à poissons à la « montaison » ou à la « dévalaison ». Il est vrai que l'installation de tels dispositifs est par ailleurs une obligation juridique, en vertu notamment de l'article L 432-6 du code de l'environnement qui mentionne des « dispositifs assurant la circulation des poissons migrateurs ».

Les *compensations* quant à elles interviennent sous forme *numéraire* (via le versement d'une redevance à l'ONEMA ou FNPF), et plus rarement *en nature* sous la forme radicale de suppression des obstacles, avec une renaturation des vallées impactées. En cela, il faut bien distinguer passes à poisson (qui relèvent de la réduction) et arasement (compensation & remise en l'état). En pratique cependant il y a eu peu de décisions d'arasements de barrages de grandes dimensions ; citons :

- Poutes (Haute-Loire, mais il s'agit d'un arasement *partiel*) ;
- Sélune, La Roche qui boit (Manche)
- Maisons-Rouge sur la Vienne (Indre et Loire)
- Saint Etienne du Vigan (Haute-Loire).

Chaque fois, ces opérations interviennent dans un climat houleux et difficile à mettre en œuvre, les élus locaux prenant souvent fait et cause pour les exploitants. L'exemple de la Selune est très illustratif à cet égard puisqu'il fait encore polémique alors que la décision a été prise par Chantal Jouanno en 2009.

Aujourd'hui, l'hydroélectricité représente 12% de la production électrique nationale pour 67 TWh / an (terra-watt-heures), soit 80% de la production totale des ENR dans le pays. Mais il existe aujourd'hui, d'après le référentiel national des obstacles à l'écoulement élaboré par l'ONEMA, plus de 60.000 obstacles sur les cours d'eau français (barrages, écluses, seuils, moulins...), ce qui engendre bien sûr une intense fragmentation des milieux fluviaux. Cette fragmentation est de nature à empêcher l'atteinte des objectifs « 2015 » de la directive. Mais dans le même temps, l'Etat s'est doté d'objectifs en matière de développement des énergies renouvelables et il y a une tension entre ces deux politiques. Cette tension se traduit par 2 nécessités :

- a) assurer la continuité écologique des cours d'eau, en s'appuyant sur les outils existants. On peut en citer deux, qui procèdent de dynamiques différentes mais poursuivent des objectifs similaires :
 - la poursuite du classement des cours d'eau de la loi LEMA, et notamment la désignation des cours d'eau de 1^{ère} catégorie qui exclut les obstacles ;
 - la prise en compte de la trame verte et bleue, plus spécifiquement dans sa dimension « bleue », sachant que les SRCE recensent les continuités aquatiques, procèdent à un recensement des obstacles et sont en mesure de préconiser des mesures d'atténuation ;
- b) atteindre des objectifs de développement du potentiel hydroélectrique.

Sur le second point, on a une querelle de chiffres pour savoir quel est le potentiel hydroélectrique encore « développable ». Les professionnels exploitants soutiennent qu'il y a encore 10 TWh à développer, position soutenue notamment via l'UFE (Union française de l'électricité) qui a présenté une étude sur ce point en octobre 2012. Ce chiffre correspondrait théoriquement aux besoins en électricité de 4 millions d'habitants. Mais en vertu de la PPI, la programmation pluriannuelle des investissements 2009-2020, il a été convenu de ne développer que 3 TWh, en cohérence avec les objectifs de classement de la LEMA. L'UFE estime que compte tenu des contraintes, cet objectif est inatteignable, mais l'association persiste parallèlement à souligner l'intérêt des 10 TWh « théoriques ». A première vue en somme, la question se pose de savoir si les curseurs respectifs du développement du potentiel et de la préservation des cours d'eau sont au bon endroit.

Pour concilier les deux objectifs a) et b), dans le cadre du Grenelle, une convention « Hydroélectricité Durable » avait été signée avec les associations représentatives du milieu hydroélectrique (UFE, France Hydroélectricité, électricité autonome française EAF) et plusieurs ONGs (NASF, FNH, Loire Vivante) ainsi que des représentants de l'Etat et des régions. Le suivi de cette Convention fait l'objet d'un COPIL qui a tenu sa dernière session le 12 novembre dernier. La querelle de chiffres et d'objectifs évoquée plus haut se poursuit dans ce cadre, et au passage, on notera que de manière générale les agences de bassin n'approuvent pas les méthodes de calcul de l'UFE. De manière générale, les agences de bassin adoptent une approche fondée sur la somme du potentiel de projets, tandis que les producteurs d'électricité s'appuient sur un modèle, ou plutôt une « approche normative théorique ». En outre, il faut avoir une perception « macro » et croisée des enjeux au regard des décisions prises pour d'autres sources d'énergies. Par exemple, une descente de la production d'électricité nucléaire à 50% du niveau actuel pourrait se traduire par une pression accrue sur la productivité des barrages et le potentiel hydroélectrique.

En conclusion il convient de rappeler que l'objectif de développement est officiellement de 3 TWh qu'il s'agit d'un compromis a minima qui ne peut être augmenté. Par ailleurs, la politique de classement, mais aussi celle de compensation / arasement doivent être poursuivies en lien avec la mise en place des SRCE.

II – Photovoltaïque et usage des sols

Le rendement actuel des panneaux photovoltaïques tourne autour de 15 à 20%. Il s'accroît avec l'amélioration des technologies disponibles. Il y a quelques années encore on présentait leurs performances comme suit : 9 à 12% de rendement pour les cellules dites « à couche mince », 14 à 18% pour les cellules « à couche épaisse ». Quoi qu'il en soit, le photovoltaïque est bien adapté pour les sites isolés (habitat, fermes...) mais son exploitation en centrales de grande dimension fait en revanche question.

Le développement des sites de production photovoltaïques est réglementé actuellement par une circulaire du 18 décembre 2009 relative aux centrales photovoltaïques au sol, adossée à un décret du 19 novembre 2009 sur les procédures administratives applicables à certains ouvrages de production électrique. Il existe en outre un guide sur la prise en compte de l'environnement dans le secteur photovoltaïque (MEEDAT, janvier 2009), mais en pratique ce document est une reprise d'un rapport... allemand produit deux ans plus tôt.

Quels que soient les mérites de l'énergie solaire, la mise en place de centrales photovoltaïques au sol ne va pas sans poser certains problèmes environnementaux connexes, à l'égard de la biodiversité essentiellement.

Autant en convenir d'emblée, certains de ces problèmes ne présentent pas de solutions ou de mesures d'atténuation aisément identifiables. Tel est le cas pour le problème posé à la faune, et plus particulièrement aux oiseaux, par la température extrêmement élevée des panneaux photovoltaïques en surface (de l'ordre de 50 à 60°), ce qui engendre brûlures et blessures pour les animaux qui viendraient à s'y poser. Cet état de fait doit inciter fortement les opérateurs et exploitants à éviter les sites connus pour constituer des aires de repos de l'avifaune, notamment sur les routes de migration. Dans un ordre d'idées similaires, on signalera que les panneaux, en polarisant la lumière et en reflétant certains éléments du paysage, désorientent les oiseaux ainsi que nombre d'insectes. Sans préconiser de solutions déterminées, le guide de l'étude d'impact pour les installations photovoltaïques au sol du MEEDE (2011) souligne la nécessité d'études faunes-flore sur le site d'implantation et la réalisation d'inventaires de terrains¹.

Un autre problème, plus englobant en quelque sorte, réside dans la consommation d'espace naturel, agricole et forestier, avec la problématique secondaire des effets de coupure sur les populations de faune et de flore ainsi que le clôturage. Certes, il faut raisonner en termes de *recouvrement* plutôt que d'artificialisation proprement dite, dans la mesure où les panneaux ne sont pas directement posés au sol (ils y sont reliés au moyen de rattachements fixes ou pivotants, dans ce dernier cas autour d'un mât central généralement). Cependant, la phase d'installation des panneaux est le plus souvent précédée de la suppression pure et simple du couvert végétal sur le site. Pour l'heure, et d'après les textes de 2009, des installations de centrales photovoltaïques peuvent intervenir dans des terres classées en zone agricole au titre des PLU, mais à condition que ces terres n'aient pas fait l'objet, en réalité, d'une exploitation agricole au cours des dernières années. On « vise » donc les jachères, pâtures délaissées, terrains difficiles d'accès, et autres terres plus ou moins objets de déprise qui, nonobstant la « négligence » dont ils font l'objet ou précisément grâce à elle, sont bien souvent riches en biodiversité.

Il faut donc un arbitrage fort quant à la question de la localisation. On a d'un côté la perspective d'une consommation des terres agricoles, de l'autre l'exploitation du potentiel qu'offre le monde urbain : toitures d'entrepôts, d'installations logistiques et de friches industrielles. Dans le jargon de la tarification photovoltaïque (voir ci-dessous), on parle dans ce dernier cas d'« installations intégrées au bâti situées sur des bâtiments à usage principal autre qu'un usage d'habitation ». En tous cas, une ambition claire doit être de faire du photovoltaïque préférentiellement sur le bâti. Cette idée est d'ailleurs mentionnée dans la circulaire de 2009 mais en termes brefs et peu détaillés :

« Le gouvernement réaffirme la priorité donnée à l'intégration du photovoltaïque aux bâtiments, afin de (i) favoriser des solutions esthétiques respectueuses des paysages et de l'architecture (...) et (ii) positionner les industriels et artisans sur un secteur innovant... ».

¹ http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Installations-photovolt-au-sol_guide_DEF_19-04-11.pdf . Voir p.45.

La même priorité avait été clairement affichée par un collectif d'ONGs dans un communiqué conjoint de mai 2011 (CLER, WWF, FNE, LPO notamment) : il y était affirmé que si « les parcs au sol peuvent permettre de valoriser des sols artificialisés et pollués », l'intégration de panneaux au bâti « doit être l'application prioritaire de cette technologie ». Le même communiqué affirmait qu'il conviendrait de dégager un « cadre » de bonnes pratiques pour ce faire.

Il commence à y avoir des exemples convaincants d'aménagements photovoltaïques sur bâti existant, et ce, sur des surfaces assez significatives. Citons pour exemple, parmi les opérations récentes :

- 200.000 m² de toiture aménagée dans un campus logistique près de Milan (opérateur Geodis) ;
- 54.000 m² sur un entrepôt à Castel San Giovanni, toujours en Italie (Geodis) ;
- 6.000 m² sur une plate-forme logistique à Bayonne (Sogaris) ;
- 30.000 m² sur un entrepôt à Laudun dans le Gard (FM Logistic...).

Attention cela dit, la difficile question des avantages économiques et de la rémunération ne sont pas étrangères à l'arbitrage entre installation au sol et installation sur bâti. Ceci concerne d'abord le tarif de location des terres par un propriétaire aux fins de l'installation d'une centrale : c'est à peu près de 2500 à 3000 euros / ha environ. Cette valeur est à rapprocher du prix moyen de location dans le contexte plus traditionnel du fermage et des baux ruraux ; s'agissant des terres nues ce prix est très variable mais atteint, en fourchette haute, 150 euros à l'hectare environ. Comparativement, la location à un exploitant photovoltaïque est donc très motivante, et l'attractivité du modèle est forte pour les propriétaires fonciers.

La question du tarif de rachat de l'électricité se pose aussi. Le tarif de rachat du photovoltaïque installé sur bâtiment est aujourd'hui plus élevé que celui des centrales (568 € du mégawatt contre à peu près 270). Mais cette tarification, on le sait, varie à la baisse avec le temps. En vertu d'un « cadre réglementaire » présenté le 5 mars 2011, c'est à la Commission de régulation de l'énergie de modifier ces tarifs, désormais sur une base trimestrielle. Par exemple, du printemps 2011 au printemps 2012, la baisse tarifaire est de 16% pour le photovoltaïque résidentiel et de 26% pour les autres installations. Les acteurs favorables au développement de la filière font évidemment entendre leur voix pour que les tarifs restent attractifs.

Ceci entraîne d'ailleurs des effets d'aubaines et autres « astuces » (voir le développement du business des panneaux installés sur bâtiments agricoles...). S'agissant des centrales, en août 2010 l'inspection générale des finances avait critiqué cette tarification qui se traduit par un coût pour les deniers publics. D'un autre côté, si on se propose de stimuler prioritairement le photovoltaïque sur bâti, il faut effectivement faire en sorte que celui-ci rapporte davantage...

Les arguments avancés en faveur des centrales sont souvent : une complémentarité des usages agricoles et de production électrique, et une « réversibilité des équipements » à horizon de 30 à 40 ans, qui correspond à la durée de vie des panneaux. Mais cette réversibilité est exagérément vertueuse. En fait, il y a là plusieurs inconnues : qui assurera les coûts du démantèlement ? Et quelle sécurité juridique quant au caractère pérenne de l'exploitant en tant que personne morale responsable ?

L'arbitrage à opérer sur la localisation de la production photovoltaïque doit aboutir clairement à une préférence pour le bâti en particulier les sites industriels, logistiques et commerciaux ou les friches industrielles par rapport à l'installation de centrales au sol fortement consommatrices de foncier. Cette priorité, quoique notifiée dans la circulaire de 2009, n'est en réalité pas traduite par celle-ci puisqu'elle concerne tout au contraire les centrales au sol. Il faut promouvoir non pas un plan de développement de telles centrales, fortement consommatrices de foncier, mais un plan de développement des installations sur le bâti.

Pour garantir le succès de cette initiative, il faut veiller à ce que les baisses successives du tarif de rachat reflètent malgré tout un avantage comparatif pour les aménagements sur le bâti, dont le MWh doit rester plus avantageux à la vente.

S'agissant des centrales au sol qui doivent rester l'exception, la question des modalités de leur démantèlement et des garanties à cet égard doit être précisée. Bien que les fabricants et installateurs de panneaux assurent disposer d'un savoir-faire en matière de démantèlement, et en font parfois un argument commercial, la loi Grenelle II est en réalité muette sur le démantèlement des centrales photovoltaïques (contrairement au démantèlement des éoliennes, objet de l'article 90). Il en résulte que ce démantèlement doit être prévu au cas par cas au niveau des études d'impact, mais le corollaire est que les collectivités locales doivent être vigilantes quant à cet enjeu.

En fait, on devrait veiller à ce que l'opération de démantèlement fasse l'objet d'une constitution obligatoire de garanties financières de la part de l'exploitant (comme pour les éoliennes). Peut-être prévoir également un fonds interprofessionnel ou assimilé pour les cas où la société concernée aurait cessé son activité entre-temps en l'absence de société-mère.

Enfin, la location de foncier aux fins d'installation et d'exploitation de centrales au sol est beaucoup plus rémunératrice que la location de terres agricoles. On pourrait donc fiscaliser ce revenu et financer de la sorte des politiques d'intégration paysagère ou de réduction des impacts de l'énergie photovoltaïque.

III – Développement de la filière énergétique « bois »

En France, la filière bois pèse, toutes activités confondues, 0,75% du PIB contre 5% en Finlande ou 1% en Allemagne ; mais elle assure pas moins de 250.000 emplois. La moitié du bois consommé dans notre pays l'est à des fins énergétiques. Mais cette proportion est assez trompeuse et il importe, dès lors qu'on s'intéresse à la filière bois-énergie, de bien mesurer les capacités productives de la forêt française et la marge de manœuvre raisonnablement disponible pour optimiser ou améliorer l'apport énergétique de la filière. La forêt française s'étend actuellement sur 16 millions d'hectares (contre 17 millions en 2006), de sorte que, contrairement à une idée répandue, elle a désormais cessé de croître en superficie (source Terruti / MAAPAR). D'après l'IGN / IFN, l'inventaire forestier national, l'accroissement biologique annuel forestier représente quelques 90 millions de m³ de matière végétale dont les deux tiers (22 millions de m³) sont effectivement consommés, *hors circuits commerciaux* pour les trois quarts : ce qui veut dire que le bois de ramassage reste prépondérant dans la pratique. Toujours d'après l'IFN, qui s'était vu confier par l'ADEME la charge d'apprécier la biomasse ligneuse disponible à l'horizon 2020, on peut tirer encore 12 millions de m³ de bois en vue d'un usage énergétique². Les perspectives sont donc bien présentes, mais dans des limites quantitatives difficilement dépassables, d'autant que toutes les forêts ne peuvent être exploitées : le bois de montagne est coûteux à extraire, et certains espaces boisés protégés (par exemple dans les réserves biologiques forestières) doivent naturellement rester exempts d'exploitation pour des raisons d'équilibre écologique.

En termes d'utilisation individuelle comme bois de chauffage, il faut convenir que le rendement du bois est assez faible, mais il dépend du niveau d'équipement des ménages (par exemple, disponibilité ou non de poêles modernes, de foyers fermés, chaudières à granulats etc...). Sur le plan de l'utilisation individuelle, on peut observer que la performance des poêles à bois a explosé au cours de ces dernières années. Leur rendement tourne généralement autour de 85%, et il en existe d'une capacité de chauffe de 12 kw (avec 1 Kw de disponibilité, on chauffe environ 23 m³). Les performances des chaudières à pellets (granulés), qui peuvent être individuelles ou collectives, sont encore supérieures.

² Voir IFN, bulletin Forêts n°24 : « Bois énergie : les forêts ont de la ressource... à mobiliser ! », 2010.

Pour mémoire, l'installation d'un poêle d'un rendement supérieur à 70% ouvre droit à un crédit d'impôt.

En tant que source d'énergie, le bois a un bon bilan carbone, à condition bien sûr d'être brûlé localement ou dans un rayon raisonnable par rapport à son lieu de production ou de ramassage (40 kg de CO₂ par MGWh). Ceci dit, sa combustion revient à libérer dans l'air le CO₂ que l'arbre avait capté au cours de sa croissance, et elle libère de surcroît les fameux *hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP)* qui sont des cancérigènes. Il est vrai que d'avantage de HAP sont libérés en cas de combustion de bois humide, ce qui est une mauvaise opération du point de vue calorifique également : on considère que seul le bois sec a des performances correctes, et l'on est en présence de bois sec en-deçà de 20% d'humidité dans les matériaux. Pour comparaison, les matériaux en bois reconstitué présentent généralement un taux d'humidité de 4 à 10% et sont donc fortement calorifiques³.

La désignation générique du « bois » est en soi imprécise car on a là, en fait, des produits assez variés, associés à des process de production et de distribution eux-mêmes variables, et à bon nombre de produits dérivés nécessaires à un usage efficace du bois en tant qu'énergie. A côté du « bois-bûche » on trouve ainsi des produits reconstitués (granulats, briquettes, buches reconstituées, plaquettes forestières) formés à partir de copeaux, de sciure ou de broyat. Les circuits de distribution constituent un secteur important (commande de bois sur Internet puis livraison...), et du reste, l'ONF lui-même a créé une marque pour être présent sur le secteur (ONF Energie Bois). A l'automne 2012 l'ONF a annoncé la création d'un réseau affilié de distributeurs bois, relevant de cette marque. Enfin il existe toute une série de produits secondaires destinés aux particuliers ou aux collectivités, afin d'optimiser leur usage du bois : par exemple des containers de stockage et de distribution des granulats... En un mot comme en cent, la filière « chauffage bois » est un business complexe avec une multiplicité de produits, d'acteurs et d'enjeux.

Du reste, le fait d'envisager la filière bois de chauffage sous cet angle de la variabilité des process correspondants permet d'envisager des pistes d'actions intéressantes en termes de politiques publiques; on en citera trois :

a) **La mise en synergie des filières bois de chauffage / bois d'œuvre.** En volume, le bois d'œuvre représente 37 millions m³ par an. Sans doute la composition de la forêt française n'est-elle pas optimale du point de vue de cette industrie, puisque le marché et la demande se portent davantage sur les résineux, lesquels ne composent qu'à peu près un tiers de nos espaces forestiers contre deux tiers de feuillus. Il n'en demeure pas moins que la production de bois de chauffage peut aller de pair avec celle de bois d'œuvre, surtout si l'on s'intéresse à la valorisation des combustibles reconstitués. Dans la production de bois d'œuvre, en effet, on produit à peu près autant de sciure que de pièces d'assemblage (planches, madriers...). Il faudrait donc s'assurer que la production de granulats, briquettes, etc., est généralisée en tant que sous-produit dans les scieries et installations similaires : l'ADEME évoque ce point en se penchant sur ce qu'elle appelle « les connexes des industries du bois ». Le point n'est pas facile à vérifier car les scieries et ateliers de travail du bois composent un paysage très éclaté, avec en fait un grand nombre de PME et de micro-entreprises. Un exemple : l'INSEE compte, pour la seule région Ile de France, 586 « établissements » dédiés au sciage et à la première transformation du bois, plus une centaine de fabricants de meubles, et quelques 300 entreprises participant au secteur de la construction en bois (INSEE / DRIAF, la filière bois en Ile-de-France, 2012). Au niveau national les proportions sont cohérentes : selon AGRESTE, il existe à peu près 2300 entreprises de sciage, hors transformation « fine » et fabrication d'objets finis. Ces entreprises font travailler 15.000 salariés, ce qui fait typiquement des établissements à six ou sept salariés seulement. Comment, dans ces conditions, s'assurer d'une collecte et d'une valorisation efficaces des déchets de bois et autres « connexes » pour fabriquer des granulats ou produits similaires ? A l'évidence, il faut penser l'articulation bois énergie / bois d'œuvre en termes de synergie, en privilégiant les circuits courts, et en prenant en compte des zones de chalandise déterminées

³ Les « pellets » (granulés combustibles de bois reconstitué) présentent d'habitude un taux d'humidité inférieur à 8%. Un taux allant jusqu'à 12% est toléré pour les usages en chaufferie collective ou industrielle.

(voire cartographiées). Ceci à mille lieux de la fâcheuse tendance consistant d'ores et déjà à importer des granulés de bois de l'étranger (l'Europe en ayant importé plus de 2 millions de tonnes en 2011) !⁴ En somme, rapportée à la problématique de la bonne gestion forestière (voir plus bas), la production de bois d'œuvre doit conduire à mettre en valeur deux « sous-produits » : le bois énergie, mais aussi du bois vivant, restant en forêt et assumant son rôle à l'égard du maintien de la biodiversité.

b) **Le bois-énergie comme seconde vie ou « ultime recyclage ».** Une perspective intéressante mais difficile techniquement, c'est l'idée de réutiliser du bois en fin de vie comme combustible, après un autre usage (par exemple, brûler des poutres de charpentes). La piste est intéressante en ce qu'elle consiste en un recyclage d'un matériau de construction, et l'on voit bien que ce matériau, une fois broyé ou concassé, peut servir pour du paillage, la fourniture de litière animale, la préparation d'agglomérés ou encore la combustion en chaudière. Cette filière est déjà partiellement constituée et opérationnelle : le Centre Scientifique et Technique du Bâtiment (CSTB) indique qu'on tire actuellement 12 millions de m³ de bois énergie des déchets bois (essentiellement d'anciennes palettes), et que 4 autres millions de m³ sont récupérés dans les déchets du bâtiment. Mais le problème, ce sont les traitements chimiques que le bois d'assemblage a pu subir au cours de cette « première vie ». Outre l'exposition à des fongicides, ces bois ont pu être traités au créosote (comme les traverses de chemin de fer), être additionnés d'adjuvants et de colles dans le cas des agglomérés... L'ADEME parle à ce propos de déchets bois « fortement adjuvantés », et préconise leur tri. On peut donc bien songer à constituer une filière de récupération des bois précédemment employés, mais en étant attentif à cet enjeu. Reste évidemment à chiffrer le coût de cette filière et à apprécier la faisabilité de son développement.

c) **valoriser les matériaux de broyage.** Autre piste, la biomasse ligneuse obtenue par broyage ou déchiquetage et qui peut résulter de la taille de haies, bocages, espaces verts urbains, etc. ; ce matériau peut être transformé ensuite en « plaquettes forestières ».

Cette dernière piste montre s'il en était besoin que le bois relève de la catégorie plus générale de la biomasse. Dans cette mesure, il est naturellement question du bois dans nombre de rapports et de plans d'actions. On peut citer assez arbitrairement une étude intéressante de l'Agence Internationale de l'Energie sur la biomasse (Technology Roadmaps, Bioenergy for heat and power 2012), ou encore un rapport conjoint du CGAER et du CGEDD en 2009 (« directive énergies renouvelables : biocarburant, biomasse et développement durable »). Au niveau européen, on peut relever l'existence d'un plan d'action dans le domaine de la biomasse (2005), adopté sous forme de communication de la Commission. Il y a eu également un rapport de la Commission sur la question, sorti en 2010, qui est intéressant dans la mesure où il se penche sur les conditions auxquelles le développement de la filière pourra être durable et acceptable, y compris d'un point de vue écologique (« Les exigences de durabilité concernant l'utilisation de sources de biomasse solide et gazeuse pour l'électricité, le chauffage et le refroidissement »). Ce rapport suggère de consacrer « une interdiction générale d'utiliser la biomasse issue de terres prises sur la forêt, de zones renfermant un important stock de carbone et de zones riches en biodiversité ».

Cette dernière préoccupation est soulevée justement et renvoie à l'articulation entre développement de la filière et bonne gestion forestière.

Par le passé, s'il est besoin de le rappeler, cette bonne gestion n'a pas été une évidence : certaines pratiques d'exploitation fondées sur l'arrachage (l'exploitation à culée noire, pour le noyer notamment), ont laissé des traces sur le territoire forestier, à l'instar de pratiques plus directement en rapport avec le bois de feu stricto sensu (le soutrage...). Dans certaines régions, ces pratiques longtemps poursuivies ont profondément déstructuré les sols forestiers. De manière générale, tout prélèvement de bois de chauffage doit être suivi de replantation. Il faut également veiller au maintien de bois mort sur pied et au sol, celui-ci étant indispensable à l'équilibre écologique de la forêt. Et rester attentif aux pratiques culturales en foresterie : il ne faudrait pas que le développement de la filière bois de chauffage se traduise par la généralisation des taillis à coupe rotative, actuellement employés dans l'industrie de la pâte à papier. Aujourd'hui, ces pratiques de sylviculture proche d'une philosophie « intensive », consistant à exploiter des taillis à croissance rapide et à courte révolution,

⁴ <http://www.bioenergie-promotion.fr/25465/les-importations-europeennes-de-granules-de-bois-passent-les-2-millions-de-tonnes-en-2011/>

posent toujours problème. Les espaces exploités de la sorte ne peuvent se comparer, sur le plan de la biodiversité, à des forêts caractérisées par une pluralité des stades de développement, une mosaïque des peuplements ou encore le maintien de bois mature et vieillissant adultes (en « sénescence »). Certaines de ces questions sont documentées, les bonnes pratiques existent, il faut les « benchmarker » et assurer leur généralisation. Mais il y a un autre problème épineux.

A première vue, les politiques publiques de l'Etat manquent encore de lisibilité et d'une direction précise.

La France s'était donné comme objectif de disposer de 23% d'énergie d'origine renouvelable dans son « mix énergétique » d'ici à 2020. L'engagement n°55 du Grenelle évoquait la question de la biomasse comme production d'énergie, notamment par l'institution de chaufferies collectives, et évoquait l'idée d'un *plan de mobilisation en faveur du bois combustible*. Apparemment, ce plan n'a pas été développé, en tous cas pas sous une forme distincte du plan national « énergies renouvelables » portant sur la période 2009-2020.

Le 22 septembre 2012, le ministre de l'agriculture Stéphane Le Foll a rencontré, à l'occasion d'un déplacement, la plupart des représentants de la filière bois ; il a annoncé à cette occasion l'octroi de subventions supplémentaires en faveur du reboisement, dans le cadre du plan « Chablis », de plus de 200 millions d'euros. Il a également été annoncé entre-temps qu'il y aurait un volet foresterie dans la « grande loi d'avenir sur l'agriculture » programmée en 2013, laquelle doit par ailleurs traduire la réforme de la PAC. Il est question de se saisir de ce cadre législatif pour réformer la filière bois dans le contexte de la politique de redressement productif du gouvernement. Mais pour l'heure, le principal levier de l'action publique semble résider dans le lancement d'appels à projet « biomasse ». Le 5^{ème} a été lancé en septembre également par la ministre Delphine Batho, et 104 initiatives en faveur de la biomasse ont été soutenues de la sorte par les fonds publics depuis 2008.

En réalité, l'action en faveur du bois énergie semble reposer davantage sur la mobilisation des acteurs locaux. Pour l'heure, c'est surtout la fédération nationale des Communes Forestières et les associations de propriétaires forestiers qui sont en première ligne sur le sujet. Naturellement on peut aussi mentionner le rôle des ONGs (notamment le réseau forêts de France Nature Environnement). Quoi qu'il en soit, une mobilisation raisonnée et ordonnée de ces acteurs est indispensable : le marché ne peut pas tout.

Pour développer de manière rationnelle les installations de chauffage collectif fonctionnant au bois, il faut en effet une cartographie de la ressource et des besoins, ce qui va de pair avec une cartographie des *fonctions* (production, stockage, itinéraires de transformation / distribution...). Pour l'instant, l'usage du bois de chauffage en format « grand collectif » - à l'échelle d'un village ou d'un quartier - trouve certes des exemples, mais qui font encore figure d'exceptions expérimentales, voire de démonstrateurs. Typiquement, de telles expériences sont réalisées en lien avec un programme de rénovation énergétique de l'habitat, ou à l'occasion de la création d'un éco quartier. Ainsi l'éco quartier Ginko de Bordeaux, qui comportera à terme plus de 2000 logements, est-il alimenté par une chaufferie entièrement alimentée par du bois provenant de la forêt des Landes toute proche⁵.

IV - Méthanisation & biogaz à la ferme... et ailleurs

Le « biogaz » est un gaz résultant de la fermentation de déchets organiques. Il est produit par des bactéries anaérobies présentes à l'état naturel dans certains milieux tels que marais et mangroves, mais présentes plus largement partout là où il y a une forte concentration de matières organiques, des intestins de la plupart des espèces animales jusqu'aux décharges... ! Dans le processus de dégradation de ces matières, il y a des étapes intermédiaires : la production d'acides gras volatils, puis de l'acétate, qui sera typiquement transformé en méthane (CH₄). On parle parfois aussi de gaz « biogène », mais plus volontiers encore de « méthanisation », le méthane étant effectivement le principal composant du biogaz (de même qu'il constitue essentiellement le gaz naturel).

⁵ voir : <http://www.cete-ouest.developpement-durable.gouv.fr/reseau-de-chaaleur-de-l-eco-a890.html>;
L'Eco quartier est une réalisation Bouygues immobilier...

Il existe plusieurs « échelles » possibles pour la production et la distribution de biogaz, sachant que ces filières peuvent reposer sur de petites unités agricoles (le gaz de ferme), des unités couplées à des décharges, ou encore à des sites industriels. De façon générale, le réseau d'infrastructures de production / distribution n'est pas « mature », et devra se superposer, en cas de développement, au réseau existant.

On prendra, ci-après, quelques exemples d'échelles de production avec pour chacune leurs caractéristiques et contraintes :

a) Le biogaz « à la ferme »

Le biogaz produit dans une exploitation agricole répond à 2 grands types d'installations de méthanisation : celles à fermentation humide (99% des installations en Allemagne), et celles à fermentation sèche. Les premières sont d'un meilleur rendement, les secondes nécessitent moins d'appareillages et peuvent, par exemple, s'adapter avec plus de facilité à un silo existant. En effet, la fermentation intervient dans un contenant, le « digesteur », qui peut effectivement être un silo ou une cuve spéciale, voire une fosse, où la méthanisation va intervenir à une température tournant autour de 37°. A l'intérieur, la matière fermentescible est brassée par un mélangeur. L'introduction de matières nouvelles dans le digesteur doit être constante ou en tous cas très régulière, et il existe plusieurs dispositifs d'introduction à cette fin : pompe, trémie, vis sans fin.

Le process engendre un produit dérivé final, ou si on préfère un résidu : le digestat. Celui-ci contient essentiellement de la lignine et de l'azote, qu'on peut employer comme amendement des sols (à priori...) et donc épandre.

En entrée de process, toujours à l'échelle d'une exploitation, il y a une bonne nouvelle, à savoir *qu'une large variété d'effluents agricoles peuvent être employés* : c'est le cas du fumier, des lisiers, des effluents d'élevage. A côté des déchets proprement agricoles, on peut inclure également des déchets de cantine et de restauration collective, ou les co-produits issus des industries agroalimentaires (moût de raisin, résidus de brasserie, levures, etc.). Dans la pratique, on va donc être en présence d'un « mix » de substances entrantes : l'ADEME, pour désigner cette idée d'un mélange de déchets, parle aussi de « ration alimentaire du digesteur » (!). Mais problème, ce mélange peut aussi contenir des produits végétaux issus de cultures dédiées comme le maïs, ce qui n'écarte pas d'emblée le risque d'affecter des surfaces de culture conséquentes à la méthanisation (on retomberait du même coup sur le principal grief opposé aux agro carburants : la concurrence d'usage sur les espaces agricoles...).

Ce dernier problème est déjà manifeste en Allemagne où il existe une installation industrielle de production de biogaz, à partir de matières premières agricoles, dans le Mecklenburg. Cette installation de grande ampleur permet d'alimenter 50.000 foyers mais avec un mauvais bilan environnemental : d'un côté le lisier est importé de tout le pays par des camions, à raison d'une quarantaine par jour, de l'autre la centrale « avale » du maïs produit sur une surface de quelques 10.000 hectares, à telle enseigne qu'on parle, dans la région, d'« enmaïssement » des terres. C'est la démonstration que le biogaz de ferme est une filière intéressante à condition qu'elle conserve un caractère de « petite échelle » avec des sites dispersés. Pour répondre à ce grief, les professionnels du secteur portent un message consistant à dire qu'on peut, du moins, pratiquer la « culture intermédiaire » à croissance rapide pour alimenter les digesteurs (position du « club Biogaz »). Cette position doit être discutée avec beaucoup de vigilance. En revanche, il serait sûrement pertinent d'encourager le développement de la filière dans des régions où le problème de la pollution par les lisiers et autres effluents est critique. Pour mémoire, 10 à 12 millions de tonnes de lisier sont annuellement rejetés en Bretagne (source Cemagref 2010).

Autre mauvaise nouvelle – et c'est une contrainte qui explique l'attractivité du maïs notamment -, le potentiel « méthagène » des déchets organiques est très variable et donc le « mix » idéal l'est également. Malheureusement les déjections animales, le lisier notamment, ont un potentiel 5 à 10 fois plus faible que les autres substances organiques (source Ineris 2009). Par contre, leur présence est requise dans le « mélange » car, à raison de leur richesse en bactéries, elles fournissent une garantie de « tenue » du processus de méthanisation dans le temps.

La productivité est d'à peu près 15m³ de biogaz par tonne de lisier. Sous certaines conditions, la productivité maximale d'un mix « idéalement » performant peut atteindre 500m³, on a donc des ordres

de productivité éminemment variables. Pour comparaison avec d'autres sources d'énergie, un m³ de méthane équivaut à 1,3 kg de charbon et un peu plus d'un litre d'essence.

b) le biogaz de décharge

Comme on le sait, il y a également de fortes fermentations de matières organiques dans les décharges, surtout s'agissant des décharges dites de « classe 2 » (déchets urbains et ménagers, à l'exclusion des déchets spéciaux et des matières inertes). S'agissant du rejet de méthane, il y a deux solutions : soit on le brûle en torchère, soit on l'exploite. Il existe ainsi des usines de méthanisation associées à des décharges, le plus souvent quand on a affaire à des sites d'enfouissement ; mais proportionnellement parlant la valorisation est toujours plus rare que la combustion. En île de France par exemple, où il y a 14 sites de classe II, 5 sites seulement produisent du biogaz. Le plus performant est le Plessis-Gallot dans le 95. De fait, la filière a pris beaucoup de retard en France par rapport à certains pays étrangers, du fait d'un intérêt très tardif pour cette solution. En Californie, la décharge de Palo Verde était déjà convertie à la production de biogaz en 1973 et ce fut aussi le cas de la décharge de Sao Paulo au début des années 80...

Le potentiel est cependant intéressant, sachant qu'il existe à peu près 8.000 décharges en France (toutes n'étant pas adaptées, il est vrai). A noter que l'ADEME a produit une étude sur la question (biogaz issu de la mise en décharge, 2007).

c) le biogaz issu d'installations industrielles

On peut effectivement en produire à partir d'usines de transformation alimentaires notamment, ou d'autres secteurs fortement producteurs de déchets organiques. Néanmoins on ne détaillera pas cette troisième filière ici.

Quelles sont, dans tous ces cas, les caractéristiques et les usages du biogaz obtenu en sortie de processus ? Le biogaz comporte généralement 60% de méthane et 40% de gaz carbonique (ces proportions pouvant évoluer selon le niveau de performance de l'installation). Cette composition est globalement semblable à celle du gaz naturel nonobstant la variabilité du « mix » choisi en entrée. Par exemple, du biogaz « 100% lisier » produit en sortie un biogaz avec 64% de méthane, alors que cette proportion est de 68% dans le gaz de Lacq : on reste sur des proportions à peu près équivalentes.

En termes d'usage final, il y a plusieurs solutions qui témoignent d'une assez grande polyvalence :

- l'usage sur place « à la ferme » dans le cas correspondant. Dans le cas d'une installation agricole individuelle, une partie du biogaz est employée pour alimenter l'exploitation via un groupe électrogène fonctionnant au biogaz.
- chauffage des particuliers, moyennant disponibilité de chaudières spéciales.
- production d'électricité et de chaleur selon des processus variés, en association à une centrale de cogénération, par passage en turbine, etc ; ces technologies sont mises en œuvre typiquement dans les décharges et l'électricité produite est réinjectée dans le réseau national. Une exception à l'étranger toutefois : en Allemagne, à Feldheim, une installation biogaz alimente un réseau local spécifique d'électricité. Une installation de 500 kw – le niveau d'une bonne centrale agricole -permet de produire l'équivalent de 300.000 litres de fuel annuellement, et de réintroduire dans le réseau de quoi alimenter – grosso modo – un millier de foyers.
- injection directe du biogaz dans les canalisations de gaz de ville moyennant une étape supplémentaire d' « épuration » ; on notera au passage que ce scénario est difficilement envisageable pour le gaz de ferme.
- fabrication de gaz-carburant pour les véhicules.
- inclusion (à venir) dans la technologie des piles à combustible. En effet ces piles emploient de l'hydrogène, or on peut obtenir de l'hydrogène à partir de biogaz à partir là encore d'un processus de « purification ».

Toutes installations confondues (à la ferme, en décharge...), la puissance installée en biogaz en France était de 170 Mw en 2011. Sur ce chiffre, les installations individuelles agricoles sont très minoritaires : pour une quarantaine d'installations recensées, on a 5,2 Mw de production seulement. Le potentiel du biogaz de ferme est pourtant très intéressant pour alimenter les milieux ruraux et les petites communes dispersées.

De quel type d'encadrement la filière fait-elle aujourd'hui l'objet ? Il y a 3 choses à distinguer ici : l'encadrement technique, les objectifs politiques, la réglementation.

- ➔ Encadrement technique : il existe d'assez nombreux documents détaillant plus ou moins « officiellement » la filière, par exemple : « Etat de l'art de la méthanisation biogaz » en 2007, par l'APESA, une société de conseil en développement d'installations énergétiques et gestion des risques ; un guide pratique de l'ADEME « méthanisation à la ferme » pour les installations d'une puissance inférieure à 500 kw (sept 2011), ou encore un programme de suivi de 11 installations mené par APESA Biomasse Normandie. Signalons aussi qu'il existe déjà des « guides de bonnes pratiques » produits par les regroupements professionnels de producteurs, cabinets d'ingénierie etc. (cf. travail du « club biogaz » qui regroupe ces professionnels).
- ➔ Les objectifs politiques de développement de la filière biogaz figurent dans le programme pluriannuel d'investissement PPI et dans le plan national d'action en faveur des énergies renouvelables pour la période 2009-2020. Ce dernier prévoit un quadruplement de la capacité productive de la filière. D'ici 2020, le nombre d'installations devra passer d'à peu près 200 aujourd'hui à près de 1500.
- ➔ Concernant enfin la réglementation stricto sensu, on a d'abord une directive européenne, assez généraliste car relative à l'énergie produite à partir de sources renouvelables (n°2009/28). De son côté la loi Grenelle 2 prévoyait dans son article 35 bis A) le principe de l'injection de biogaz dans les réseaux de distribution de gaz naturel, et consacrait une obligation de rachat du biogaz par les fournisseurs, à un tarif préférentiel fixé par arrêté.

A partir de là, la réglementation s'est développée en 2 temps :

- Une première strate de réglementation concernant précisément *la fixation des tarifs de rachat de biogaz* : il y a là un arrêté du 3 octobre 2001 (portant sur le biogaz de décharge) et un autre du 10 juillet 2006 (portant sur toutes les installations sauf décharges). Grosso modo ces tarifs semblent encore orientés structurellement à la hausse, et l'on n'observe pas encore les atermoiements qu'on relève pour le photovoltaïque. Cette politique de rachat doit mobiliser 200 millions d'ici à 2020.
- Une seconde fournée de textes, assez abondante, s'attache à *diverses questions de fond et/ou techniques*. Des décrets du 21 novembre 2011 concernent les conditions de vente du biométhane aux fournisseurs de gaz naturels, un autre de la même date porte sur les garanties d'origine du biogaz, tandis qu'un arrêté du 23 novembre porte sur la nature des intrants à utiliser pour la production de biogaz (matière qui n'était pas strictement réglementée jusqu'alors).

Il résulte de la superposition de ces textes un point intéressant : il existe une prime additionnelle au tarif de rachat en fonction de la nature des intrants utilisés par les producteurs. Cette prime va de 2 à 3 centimes €/ kwh, ce qui équivaut à majorer d'à peu près du tiers le tarif de rachat général. *On peut donc avoir une politique tarifaire incitative sur l'usage de certains intrants préférentiellement à d'autres.*