



**Les
cahiers
du**

Club d'Ingénierie Prospective Energie et Environnement

CLIP

Le bois-électricité

*Perspectives de développement
de la production d'électricité
à base de bois en France
à l'horizon 2015*

Pollution des sols

*Contamination des sols
par les rejets d'hydrocarbures :
analyse du marché de la réhabilitation*

N°

6

Septembre 1996

CLIP
Club d'Ingénierie
Prospective Energie et
Environnement

1, rue du Cerf - 92195 Meudon

Liste des membres

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

ARP (Renault)

CEA : Commissariat à l'Energie
Atomique

CIRAD : Centre de Coopération
International en Recherche
Agronomique

CNRS/Programme ECOTECH
(Centre National de la Recherche
Scientifique/ Programme

Interdisciplinaire de Recherche sur
les Technologies pour
l'Environnement et l'Energie)

CSTB : Centre Scientifique et
Technique du Bâtiment

EDF : Electricité de France

GDF : Gaz de France

IFP : Institut Français du Pétrole

INERIS : Institut National de
l'Environnement Industriel et des
Risques

INRETS : Institut National de la
Recherche sur les Transports et leur
Sécurité

PSA : GIE PSA Peugeot Citroën

STEG : Société Tunisienne de
l'Electricité et du Gaz

Des responsables des ministères
chargés de l'Environnement, de
l'Industrie, de la Recherche, de la
Coopération et du Plan font partie du
Comité de Coordination et
d'Orientation Scientifique.

Directeur de publication :

Benjamin DESSUS

Rédaction : Carine BARBIER

Maquette : Ivan Pharabod

Sommaire

Le bois-électricité

Synthèse

Introduction

Analyse économique

La ressource

Les technologies de production de l'électricité

Le coût du kWh

Conclusion

Environnement

Vue d'ensemble de la filière

L'approvisionnement

Les polluants émis par les centrales

Conclusion

Aspect institutionnel

Obstacles à la production d'électricité à partir de biomasse

La politique incitative à la production d'énergie à partir de biomasse au Danemark

Conclusion

Conclusion

5

7

9

9

14

20

24

25

25

26

28

35

37

37

44

50

51

Pollution des sols

Résumé

Pétrole

Dans le monde

Dans l'union Européenne

En France

Les sites pollués

Importance du gisement des sites contaminés par les hydrocarbures

Gisement des stations services

Structure du marché

Analyse des différents créneaux de pollution

Conclusion

Les techniques

Le contexte général

Démarche générale de réhabilitation

Représentation du sous-sol

Classement des techniques de dépollution

Principaux critères de sélection des techniques de dépollution

Procédures de traitement applicables aux stations services

L'économie

Le contexte

Evaluation d'un coût de décontamination des sols

Procédure analytique d'évaluation des coûts de décontamination des sols

Conclusion

53

54

54

55

56

57

57

58

59

59

66

67

67

68

68

69

72

74

75

75

76

77

80

Editorial

Nous présentons dans le présent numéro des cahiers du C.L.I.P deux études effectuées au cours de ces derniers mois, la première sur les perspectives du bois électricité en France, la seconde sur l'évaluation du marché de la réhabilitation des sols pollués par les hydrocarbures.

L'étude "Bois électricité en France" s'inscrit comme une suite logique à l'étude publiée dans le n°3 des Cahiers du C.L.I.P " Bois énergie en France". Cette première étude montrait en effet qu'une part non négligeable de la ressource forestière (1 à 2,4 Mtep) resterait très probablement inutilisée à long terme sauf si l'on envisageait une transformation électrique du combustible sur les lieux mêmes de production et un transport de l'électricité vers des centres de vie à même d'utiliser cette énergie. Cette étude, réalisée par Ecotech, a reçu le soutien de l'ADEME et du Ministère de l'Environnement. En parallèle Ecotech coordonne une étude prospective de même nature au niveau européen qui regroupe l'Autriche, la Finlande, la France, le Portugal

et la Suède. La méthodologie développée à l'occasion des travaux du CLIP trouve donc un élargissement important de son application. Enfin, cette étude devrait permettre de contribuer à un cadrage plus précis des conditions de lancement des quelques opérations de démonstration électrique bois que le Ministère de l'Industrie envisage de promouvoir.

La seconde étude présentée concerne les sols pollués par les hydrocarbures. Elle a été réalisée par l'I.F.P. avec le soutien du Programme Ecotech. On sait en effet que la décontamination des sols pollués par les hydrocarbures (stations service, dépôts etc.) devient une préoccupation importante des autorités publiques et que le marché de la réhabilitation de ces sols la plupart du temps urbains représente un enjeu important. L'étude montre clairement que le marché de la dépollution des sites est majoritairement constitué des stations service. Elles sont de plus généralement situées dans des zones à forte valeur foncière. L'étude montre d'autre part tout l'intérêt de l'élaboration d'une procédure analytique d'évaluation des coûts de décontamination des sols. Disposer d'un outil d'aide à la décision et à l'optimisation économique des procédures de traitement est en effet un objectif important si l'on envisage un développement rapide du marché de la réhabilitation, en particulier des stations service abandonnées dont le nombre dépasse 25 000.

Benjamin Dessus, Directeur du CLIP

LE BOIS, ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

Perspectives de développement de la production d'électricité à base de bois en France à l'horizon 2015

Etude réalisée par :

Benjamin Dessus, Ivan Pharabod, Marguerite Whitwham, CNRS ECOTECH,
Edgard Bossoken, INESTENE, Pierre Radanne, INESTENE.

Avec le soutien de l'Ademe et du Ministère de l'Environnement.

Nous remercions:

Pascal Corte, ADEME BASSE-NORMANDIE, Phillip Elliot, SHELL INTERNATIONAL, Yann Oremus, ARBN.

Synthèse

L'étude «Bois Energie en France/Cahiers du C.L.I.P. n°3 », a montré que 1 à 2,4 Mtep de bois resteraient inutilisées par la production de chaleur ou la cogénération. L'inadéquation de l'offre et de la demande et des distances de transport en sont les causes principales. Nous avons alors réalisé une étude sur la production d'électricité. En voici les principales conclusions :

► Technologies

Il est difficile de faire correspondre un type de technologie (combustion directe, gazéification S.T.I.G. ou I.G.C.C.) à un intervalle de puissance donné. Ce résultat signifie que pour une gamme

de puissance précise il n'existe pas une et une seule technologie appropriée mais un choix entre plusieurs technologies acceptables. Certaines recherches laissent penser que la gazéification atmosphérique serait mieux adaptée pour des installations d'une puissance inférieure à 50 Mwe et que la gazéification pressurisée conviendrait davantage à des installations de 50 Mwe et plus. L'expérience tend à encourager la combustion directe au moins pour les projets de court à moyen terme.

► Coût du combustible

Dans la détermination du coût du kWh, le coût du combustible représente 35% à 43% du

coût du kWh (selon les hypothèses retenues). Dans ces conditions, le coût de mise à disposition du bois et le rendement global des installations sont des paramètres déterminants.

► **Effet d'échelle/coût de transport**

Quel que soit la technologie choisie, les centrales bénéficient d'effets d'échelle. Le facteur limitant n'est pas alors la ressource disponible (suffisamment abondante) mais plutôt la ressource mobilisable en deçà d'une certaine distance, au delà de laquelle les coûts de transport pourraient devenir prohibitifs. Pour des centrales de 20 à 50 MWe le coût de transport représente de 24% à 30% du coût du combustible et 11% à 19% du coût du kWh actualisé.

► **Rendements**

Plus la puissance de l'installation est importante, meilleurs sont les rendements. Les différences de rendements entre technologies, à puissance égale, sont marquées. Pour des puissances de 20 et 50 Mwe, les rendements d'une installation de combustion directe sont respectivement de l'ordre de 18 et 25%, pour une centrale S.T.I.G. (gazéification avec récupération et injection de vapeur) de l'ordre de 30 et 35% et pour une centrale IGCC (gazéification cycle combiné) de l'ordre de 35 et 43%.

► **Durée annuelle de fonctionnement**

Une durée de fonctionnement annuel de l'ordre de 5000 à 8000 heures permet de mieux amortir l'investissement et donc de diminuer le coût du kWh. Pour cette raison (financière) mais également pour des raisons d'ordre technique (lourdeur des installations), il n'est pas envisageable d'utiliser ces installations en appoint en réponse à des pics de consommation.

► **Cogénération / Electricité seule**

Les occasions de cogénération sont à rechercher en priorité lorsque les débouchés de chaleur existent puisqu'une bonne valorisation de la chaleur permet de réduire significativement le coût de production du kWh. L'avantage de la cogénération est d'autant plus important que l'installation est de faible puissance et de rendement médiocre. En effet, plus les puissances et les rendements électriques d'installations sont élevés, plus le gain obtenu grâce à la vente de chaleur est faible en pourcentage du coût du kWh.

► **Coût du kWh**

Pour la production d'électricité seule et la cogénération, le coût du kWh s'échelonne respectivement de 43 à 90 centimes et de 36 à 76 centimes.

► **Environnement**

Les technologies de production d'électricité à partir de biomasse représentent un élément de solution très intéressant, aussi bien au niveau local, pour la faiblesse de leurs émissions de soufre, particules et oxyde d'azote, qu'au niveau global, par leur très faible contribution à l'effet de serre par rapport aux technologies classiques.

► **Aspects institutionnels et politiques**

Le rôle moteur des régions est prépondérant, de même que la nécessité de création de réseaux, l'amélioration de l'organisation de la filière, et l'implication de tous les acteurs.

Au niveau national, la mise en place de programmes continus et réguliers de long terme, la réévaluation des coûts de rachat de l'électricité aux producteurs indépendants, la modification de la fiscalité sont des éléments indispensables.

Introduction

Avec 1600 Mtep de bois mobilisables dans le monde sans risque de déforestation, la biomasse est, de toutes les énergies renouvelables, celle dont la quantité est la plus importante (B.Dessus, "Atlas des énergies pour un monde viable").

Au niveau français, l'étude prospective "Bois-Energie en France" publiée dans un précédent numéro des "Cahiers du C.L.I.P." (Oct 94) faisait apparaître les résultats suivants :

- ▶ la ressource actuellement mobilisée est de 8,8 Mtep/an dont 7,7 Mtep dans l'habitat individuel et 1,1 Mtep dans l'industrie du bois ;
- ▶ même dans l'hypothèse d'une politique volontariste de mobilisation du bois-énergie pour la production de chaleur ou la production en cogénération de chaleur et d'électricité, 1 à 2,4 Mtep/an de bois resteraient inutilisées du fait de l'inadéquation régionale de l'offre et de la demande et des distances de transport.

Cette étude a donc pour objet l'évaluation du coût du kWh produit à partir de biomasse (plaquettes forestières essentiellement) dans des installations de cogénération ou de production d'électricité seule. Nous verrons ainsi que si les occasions de cogénération sont à rechercher prioritairement (une bonne valorisation de la chaleur permet de réduire significativement le coût du kWh), les installations de production d'électricité seule, aux rendements moins élevés pourraient malgré tout, permettre d'absorber et de valoriser les biocombustibles excédentaires qui, convertis sous forme d'électricité, deviendraient alors plus facilement transportables sur un réseau déjà construit.

Enfin, il pourra être utile de préciser que cette étude s'inscrit dans un contexte qui n'a sans doute encore jamais été aussi favorable qu'actuellement. En effet, la prise de conscience récente de la nécessité de traiter les problèmes de façon plus globale, en tenant compte non plus seulement des aspects strictement économiques mais aussi des aspects sociaux et environnementaux devrait inciter au développement de sources renouvelables et de biomasse, en particulier.

- ▶ Les préoccupations croissantes pour l'environnement, réchauffement de la planète et autres conséquences négatives mal connues mais irréversibles de la pollution, ont incité certains pays à se fixer des objectifs de stabilisation, voire de réduction des émissions de CO₂, SO₂ ou NO_x.

La production d'électricité à partir de biomasse est un moyen de concilier production d'énergie et prise en compte de l'environnement (cf partie II de l'étude).

► L'accroissement de l'exode rural (de 1962 à 1980, l'agriculture française a perdu 1,9 millions d'emplois), la désertification et le vieillissement de certains départements français, le surpeuplement des villes sont autant de manifestations du déséquilibre de l'aménagement du territoire. D'autre part, d'importantes superficies se trouvent inexploitées en raison de la mise en jachère des terres décidée dans le cadre de la P.A.C. La production d'électricité à partir du bois permettrait de contribuer à la fois à l'exploitation des terres à des fins énergétiques (exploitation forestière ou cultures énergétiques) mais aussi au développement local grâce, notamment, au maintien ou à la création d'emplois.

► Enfin, d'un point de vue économique, la volonté de nombreux pays de réduire leur dépendance énergétique ainsi que leur déficit commercial extérieur, est rendue possible par la production accrue de ressources renouvelables et nationales telles que les résidus forestiers, la paille ou la tourbe (politique choisie par le Danemark et l'Autriche par exemple).

Aujourd'hui, seuls quelques pays disposent d'une certaine expérience en matière de production d'électricité à partir de biomasse. Aux Etats-Unis, les capacités de production d'électricité à partir de biomasse étaient de 9000 MWe en 1989, ce, grâce aux incitations données par la loi P.U.R.P.A.¹ de 1978. Trois projets I.G.C.C.² sont actuellement en cours dans le monde, deux en Suède (Varnamo : 6 MWe ; Vattenfall : 50 MWe) et un au Brésil (Electrobras, Chesf et Shell : 30 MWe). Deux projets basés sur la technologie S.T.I.G.³ ont également été engagés : une centrale de 18 MWe au nord-est du Brésil (Chesf) et une centrale de 20 MWe à Hawaii (D.O.E.). Enfin, le Département de l'Energie aux Etats-Unis (D.O.E.) a annoncé la mise en place d'un nouveau programme d'incitation à la commercialisation des technologies de turbines adaptées à la gazéification de la biomasse. L'objectif affiché est d'atteindre le stade commercial d'ici à la fin des années 90. En revanche la France, bien que disposant d'importantes quantités de bois non valorisées et disponibles, n'a à ce jour, aucune installation de ce type.

La première partie, subdivisée en trois sous parties, décrit l'ensemble des étapes qui constituent la filière : approvisionnement (récolte, déchetage, transport, stockage du combustible), Conversion (technologies, combustion ou gazéification) et enfin kWhé sorti (détermination et étude de sensibilité du coût du kWhé en fonction de l'évolution de certains paramètres).

La seconde partie présente les répercussions environnementales de la production d'électricité à partir de bois et compare les quantités de polluants émis par cette filière vis à vis des filières fonctionnant à partir d'énergies fossiles.

Enfin, la troisième partie indique les principaux obstacles au développement de la production d'électricité à partir de bois et propose, au travers d'un exemple (le Danemark), les mesures politiques et institutionnelles permettant de surmonter ces obstacles.

Analyse économique

Le Coût du kWh produit à partir de bois

La ressource

Evaluation des quantités de bois énergie disponibles

Cette première sous-partie reprend le travail réalisé par L'INESTENE et le CNRS en 1993, travail intitulé : "Etude prospective bois énergie en France" et publié dans les "Cahiers du CLIP" de novembre 93. L'évaluation de la ressource, réalisée d'après les documents de l'IFN (Inventaire Forestier National) et les Statistiques Forestières du Ministère de l'Agriculture et de la Forêt a porté sur :

- le bois de la forêt (solde entre l'accroissement annuel du volume sur pied dans les zones d'accessibilité facile ou moyenne et les prélèvements de bois d'oeuvre, bois d'industrie et bois de feu) ;
- le bois de la forêt linéaire (haies) ;
- les déchets de l'exploitation forestière ;
- le bois d'élagage ;
- les déchets provenant des industries du bois ;
- le bois de rebut (palettes, emballages).

Cette première étape a permis d'évaluer la ressource de bois énergie mobilisable à 3,3 Mtep de bois/an en France dont 1,9 Mtep issues des forêts. Au niveau régional, les résultats man-

quent davantage de précision et peuvent sans doute être discutés⁴. Néanmoins, les principales conclusions demeurent :

- il existe d'importantes quantités de ressources disponibles pour la production d'énergie ;
- la répartition géographique de la ressource varie considérablement selon les régions, d'où l'importance d'une forte régionalisation des politiques de valorisation du bois.

Dans un second temps et dans l'idée d'estimer l'évolution de la ressource à moyen/long terme (d'ici à 2015), la pénétration de matériels à meilleurs rendements ainsi que l'éventuelle mise en place de politiques de maîtrise de l'énergie ont été prises en compte pour la construction de divers scénarios. Aussi, après avoir rappelé que près de 90% du bois énergie était consommé dans l'habitat (soit 7,7 Mtep), nous avons fait l'hypothèse que le parc de logements actuellement chauffé au bois était maintenu sur la période 1990-2015. En conséquence, nous avons estimé que la consommation de bois nécessaire à des besoins de chauffage identiques diminuerait, libérant ainsi des quantités supplémentaires de bois énergie disponibles pour de nouveaux usages. La ressource supplémentaire ainsi libérée a été

estimée à :

- 1 Mtep dans le scénario sans effort supplémentaire de maîtrise de l'énergie (grâce à la réglementation thermique de 1989 dans le neuf et à la diffusion des appareils de chauffage améliorés).

- 1,9 Mtep dans le scénario avec effort de maîtrise de l'énergie.

La France disposerait alors de 4,3 Mtep de bois-énergie disponible selon le premier scénario et de 5,2 Mtep selon le second.

La principale source de combustible étant le bois de forêt, nous prendrons pour référence dans cette étude, les plaquettes forestières.

facteurs qui permettent d'expliquer pourquoi un "même" combustible sous forme de plaquettes peut avoir un coût très différent selon qu'il est exploité aux Etats-Unis ou au Brésil à 5 centimes/kWh "entrée chaudière", en Suède ou en Finlande autour de 8 centimes/kWh ou en France, pays dans lequel le combustible est plutôt estimé à 9 ou 10 centimes/kWh.

Enfin, nous avons décomposé le coût du combustible en coût d'exploitation, de mise en plaquettes, de stockage et de transport afin de déterminer leur part respective dans le coût du combustible (cf tableau ci-dessous à titre d'exemple).

Les coûts

Même s'il existe plusieurs types de charbons ou de pétroles, la diversité de facteurs entrant en compte dans la détermination de la qualité et du coût du bois est autrement plus importante. Il n'existe pas un coût du bois mais différents coûts et différents types de combustibles en fonction de la latitude et du climat du pays, du relief et de l'accessibilité à la ressource, de l'essence de l'arbre, des parties de l'arbre exploitées (grume, houp-piers, écorce), du type de boisement et du rythme de repousse des arbres (futaies, T.C.R, petites forêts privées ou grandes exploitations landaises) et enfin en fonction de la plus ou moins bonne organisation de la filière. Autant de

Les coûts d'exploitation et de mise en plaquettes

Dans le cas de rémanents et de résidus forestiers, le coût d'exploitation ne comprend que la phase de récupération et de ramassage du bois. C'est pourquoi, afin d'éviter toute confusion, nous avons appelé ce coût : "coût de maintenance" et l'avons évalué à environ 30 F/m³ (les coûts d'exploitation habituels comprenant les phases d'abattage, de façonnage et de débarda-

ge sont estimés entre 65 et 80 F/m³, soit 195 à 240 F/tonne). Les coûts d'exploitation en Suède, en Finlande ou aux Etats-Unis sont sensiblement inférieurs à ceux appliqués en France. Cette différence de coût est liée à trois facteurs au moins :

- les pays scan-

Tableau 1 :
décomposition du coût du combustible

Coût du combustible		
Coût de maintenance	(F/m ³)	30
Coût de stockage	(F/m ³)	4,3
Coût de mise en plaquettes	(F/m ³)	30
Coût de transport	(F/m ³)	27
Total	(F/m ³)	91,3
Total (cts/kWh)		10,1
Hypothèse : transport sur environ 40 km		
Source : AFOCEL et J.Blaise		

dinaves et les Etats-Unis ont une tradition de grands industriels du bois et du papier avec une filière bois bien organisée ;

- la grande surface des exploitations leur permet d'atteindre des rendements supérieurs;
- enfin, l'importance des efforts entrepris en matière de recherche et développement sur les équipements forestiers leurs ont permis de mettre au point des machines plus performantes. Sur ce point, de telles machines pourraient être difficiles à utiliser en France en raison de la petite taille et de la dispersion des exploitations forestières.

Aussi, s'il paraît peu probable de faire évoluer significativement deux des trois facteurs précédemment cités, le premier, consistant à améliorer l'organisation de la filière bois est en revanche envisageable, voire indispensable. En effet, l'Autriche, petit pays dont 40% du territoire est couvert de forêts, est caractérisé, comme la France, par l'existence d'exploitations dispersées et de petites tailles. Pourtant, à la différence de la France, volonté politique, rôle moteur des régions, implication de tous les acteurs concernés, parfaite diffusion de l'information et efforts soutenus de Recherche et Développement ont permis de réduire de manière significative le coût du combustible et de faire de la biomasse une énergie à part entière. La France, en suivant l'exemple autrichien, devrait pouvoir diminuer le coût du combustible de 9 à 8 ou 7 centimes/kWh.

En ce qui concerne les coûts de déchiquetage, la question du lieu de mise en plaquettes apparaît comme un critère déterminant. En effet, si l'opération de déchiquetage se fait en forêt, les quantités horaires de bois mise en plaquettes seront moins importantes que celles réalisables par une déchiqueteuse de plus grande taille sur le site de la centrale. Le coût

de mise en plaquettes en forêt est donc plus élevé que le coût de déchiquetage près de l'installation.

Néanmoins cette évolution peut être nuancée, car il en va probablement à l'inverse des coûts de transport : ne pas déchiqeter sur place implique que le bois transporté jusqu'à l'installation le soit sous forme "entière", plus difficile à charger et à décharger que des plaquettes, le bois serait alors aussi plus cher à transporter. A ces deux coûts s'ajoute un troisième dont il faut tenir compte : le coût de stockage.

Le coût de stockage

Deux raisons motivent le stockage du bois. La première tient au fort contenu en humidité du combustible et à son faible P.C.I. Les gazéifieurs perdent beaucoup de leur efficacité lorsque le combustible a un taux d'humidité supérieur à 30%⁵. Afin de sécher le combustible il est nécessaire de le stocker plusieurs mois sous forme entière ou sous forme de plaquettes, en bord de route ou en stockage intermédiaire sous hangar sans bardage. Enfin, un stockage final pour une durée plus courte (une dizaine de jours) sur le lieu de l'installation est nécessaire pour alimenter la centrale de manière continue. Dans certains cas, des pays comme la Suède et la Finlande ont opté pour une autre solution qui consiste à intégrer un séchoir au cycle de production d'électricité. Ce type de procédé présente l'avantage d'éviter l'étape du séchage sous abri et permet d'accepter des combustibles dont le taux d'humidité est supérieur à 60%.

La seconde raison motivant le stockage est liée au problème de la saisonnalité de

l'exploitation forestière. Le bois ne peut être récolté tout au long de l'année. Ceci implique un temps de stockage pouvant aller de 3 à 5 ou 6 mois selon le climat du pays.

Selon une estimation de J. Blaise (Bureau d'Etudes Sodélius), le coût de stockage du bois est de l'ordre de 4 F/m³ (environ 0,50 cts/kWh). Ainsi, l'organisation du stockage sur différents sites et les problèmes d'espace qui en découlent, ont davantage attiré notre attention que l'aspect purement économique. Il paraît, en effet, difficile d'imaginer un seul et unique lieu de stockage sur le site de l'installation capable de conserver des quantités considérables de bois pendant plusieurs mois. D'une part, la taille du hangar représenterait une nuisance visuelle, et d'autre part, les plaquettes de bois empilées en très grosses quantités et sur une longue période, pourriraient rapidement. Aussi, la solution envisagée est la mise en place de lieux de stockages intermédiaires (par exemple une dizaine), répartis dans un rayon d'environ 5 km. Plusieurs hypothèses peuvent être envisagées :

- le bois peut être transporté sous forme de plaquettes par petits camions jusqu'aux différents lieux de stockage intermédiaire puis quelques mois après, par gros conteneurs au site de stockage final,

- le bois peut être transporté entier pour être mis en plaquettes au stade intermédiaire ou au stade final,
- le bois peut être exploité, empilé et stocké en bord de route sous bâches aérées avant d'être mis en plaquettes au moment du transport vers l'installation (méthode très utilisée en Suède). Quoiqu'il en soit et aussi importantes que puissent être ces questions d'organisation du stockage, le facteur coût n'apparaît pas comme déterminant dans le coût du kWh puisque il ne pèse que pour moins de 1% du coût du combustible.

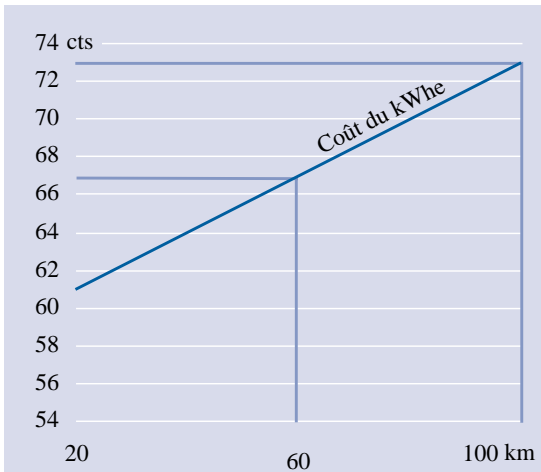
Le coût de transport

Les coûts de transport varient en fonction de la distance et du type de combustible transporté (plaquettes, rondins, rémanents forestiers). Dans la partie suivante, nous avons fait un certain nombre d'hypothèses concernant le taux d'humidité du bois (et donc le P.C.I.), ou encore le rayon de collecte nécessaire (fonction de la quantité de bois énergie valorisable par hectare de forêts et de la dispersion des exploitations). Nous avons pris pour référence la production de la forêt de la région Auvergne par hectare de futaie (tableau 2).

Nous avons, par ailleurs, retenu l'hypothèse de transport de plaquettes pour des puissances d'installations de 20 à 100 MWe et avons évalué l'influence du coût de transport sur le coût du combustible et sur le coût du kWh. Pour ce, nous avons travaillé à partir d'une étude réalisée en Suède par Skog Forsk intitulée "Transport of

Tableau 2 : production de la forêt de la région Auvergne par hectare de futaie

Production de la forêt (non compris le bois < 7 cm de diamètre)	6,8 m3/ha/an
50% des grumes vont servir au bois d'oeuvre	3,4 m3/ha/an
30% de houppiers vont servir au bois de trituration	2,0 m3/ha/an
En incluant le petit bois de la forêt, estimé à (1,1 x 6,8)	7,5 m3/ha/an
Reste donc pour la production de plaquettes forestières	2,1m3/ha/an 0,45 tep/an
En ajoutant les déchets de scieries (20% des grumes)	0,68 m3/ha/an 0,15 tep/an
Total bois valorisable	0,6 tep/ha/an (soit 2,8 tonnes/ha/an)



▲ **Figure 1 : Variation du coût du kWh en fonction de la distance de transport pour une centrale STIG de 20 MWe**

forest-energy wood in Sweden” et qui donne l’équation suivante (en F/m³ de plaquettes) :
 Coût de transport = 6,5 (1,701 + 0,062 x D)
 où D est la distance en km, voir figure 1.

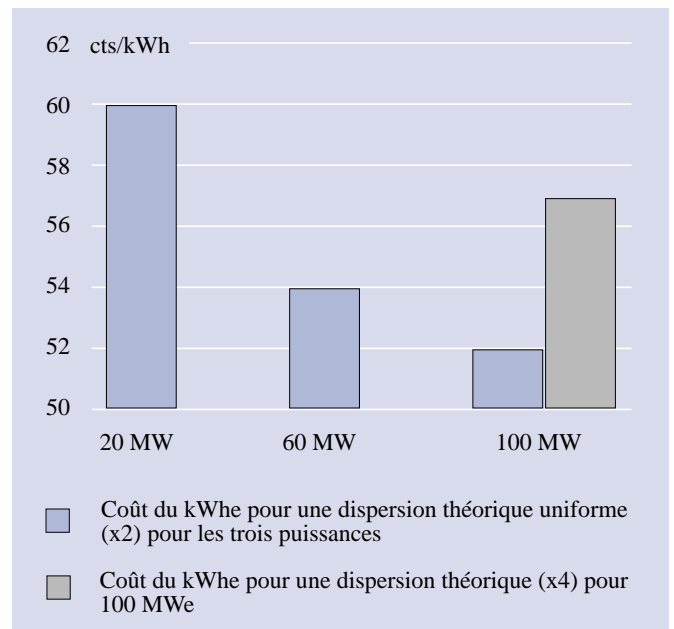
Pour étudier l’influence des coûts de transport sur le coût du kWh, nous avons déterminé un rayon de collecte théorique basé sur une surface pleine et pour tenir compte de la dispersion de la forêt sur l’ensemble du territoire (taux moyen de boisement : 25%), nous avons étudié deux hypothèses. Une première variante a consisté à retenir une dispersion théorique uniforme pour les trois puissances (multiplication par quatre de la surface, soit par deux du rayon). Puis, conscients que les quantités de bois nécessaires pour le fonctionnement d’une centrale de 100 MW (533 000 tonnes/an) sont particulièrement importantes, nous avons estimé utile de faire une seconde hypothèse de rayon de collecte prenant en compte la densité relativement faible des exploitations françaises (dans ce cas, nous avons retenu une dispersion théorique différente selon la puissance : rayon multiplié par deux pour 20 et 50 MWe et multiplié par quatre

pour 100 MWe). Enfin, précisons que nous avons fait ce raisonnement sur des centrales de type I.G.C.C. pour lesquelles des puissances de 100 MW sont plus facilement envisageables que pour des installations de combustion directe.

En retenant l’hypothèse la plus vraisemblable d’un rayon de collecte théorique multiplié par quatre pour 100 MW et par deux pour 20 MW et 50 MW, l’on note que la part des coûts de transport dans le coût du kWh est telle qu’il devient plus coûteux de produire de l’électricité dans une centrale de 100 MW (57 cts/kWh) que dans une centrale de 50 MW (54 cts/kWh), voir figure 2.

Autrement dit, au delà de 60 MW les coûts de transports semblent devenir prohibitifs⁶, ce qui explique pourquoi nous avons retenu deux hypothèses de dimensionnement : 20 MW et 50 MW.

▼ **Figure 2 : Coût du kWh en fonction de la puissance d'une centrale de type IGCC**



Les technologies de production d'électricité

La valorisation énergétique de la biomasse est assurée par 3 types de transformations : la transformation chimique (production de biocarburants), la transformation biologique (méthanisation) et la transformation thermochimique (combustion, gazéification, liquéfaction et pyrolyse). L'étude portera essentiellement sur ce troisième type de transformation.

Les principales conversions thermochimiques de la biomasse et les produits obtenus sont résumés dans le schéma ci-dessous.

- La pyrolyse correspond à la décomposition thermique de la biomasse (400 et 800° C) sous l'action de la chaleur et en l'absence d'air,

- la combustion correspond à son oxydation complète en présence d'air,
- la gazéification correspond à sa conversion en gaz énergétique par oxydation partielle et à température élevée.

Chacun de ces procédés est caractérisé par des rendements différents.

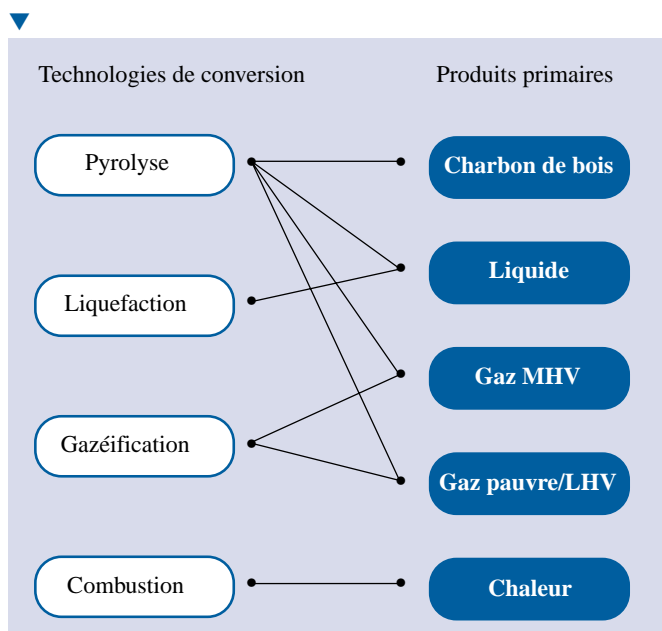
La combustion directe

Les techniques d'utilisation de la filière combustion sont matures, fort répandues dans l'industrie et parfois très concurrentielles, ce qui explique l'engouement des agro-industries et des industries forestières à les utiliser pour produire la chaleur et l'électricité dont elles ont besoin. Toutefois, pour être rentable, la filière combustion nécessite certaines conditions : capacités d'investissement, implantation pérenne de l'unité industrielle à alimenter en énergie et prix du combustible le plus faible possible.

Sur le plan technique, la plupart des centrales à bois fonctionnent avec un cycle à vapeur de Rankine. La biomasse est brûlée dans une chaudière qui produit de la vapeur sous pression qui sera détendue dans la turbine entraînant un générateur d'électricité. Les chaudières sont réalisées pour accepter différents types de combustibles. Cependant, ces combustibles restent des combustibles à faible PCI et les caractéristiques de la vapeur (pression et température) ne permettent pas d'atteindre d'aussi bons rendements qu'avec des cycles de gazéification.

Aujourd'hui la plupart de ces installations répandues aux États-Unis, au Canada et en Suède ont

Figure 3 : Processus de conversion thermochimique de la biomasse



une puissance de 10 à 30 MWe et des rendements de 16% à 22%. La plus grande installation de ce type se trouve aux États-Unis (Centrale de Burlington / 50 MWe / 25% de rendement). Les Américains semblent être parvenus à améliorer ces rendements en utilisant la technologie de "l'arbre entier", moins coûteuse et plus efficace que l'utilisation de plaquettes forestières. Toutefois, ce procédé ne s'adresse qu'à de très grandes tailles de centrales (150 MWe et plus).

Enfin, selon R. Williams et E. Larson⁷, la technologie de la combustion directe aurait peu progressé depuis la fin des années 50 (Figure 4).

Pour l'ensemble de ces raisons, les États-Unis et l'ensemble des pays nord-européens se sont intéressés à une alternative prometteuse et en pleine progression : la gazéification.

La Gazéification

Avant d'aborder la gazéification à partir de biomasse proprement dite, il est nécessaire de présenter brièvement les progrès réalisés en matière de gazéification du charbon, à partir desquels l'idée de gazéification de la biomasse est devenue envisageable.

Des centaines de millions de dollars (fonds privés et publics) ont été engagés aux États-Unis, en Europe et au Japon dans des programmes de

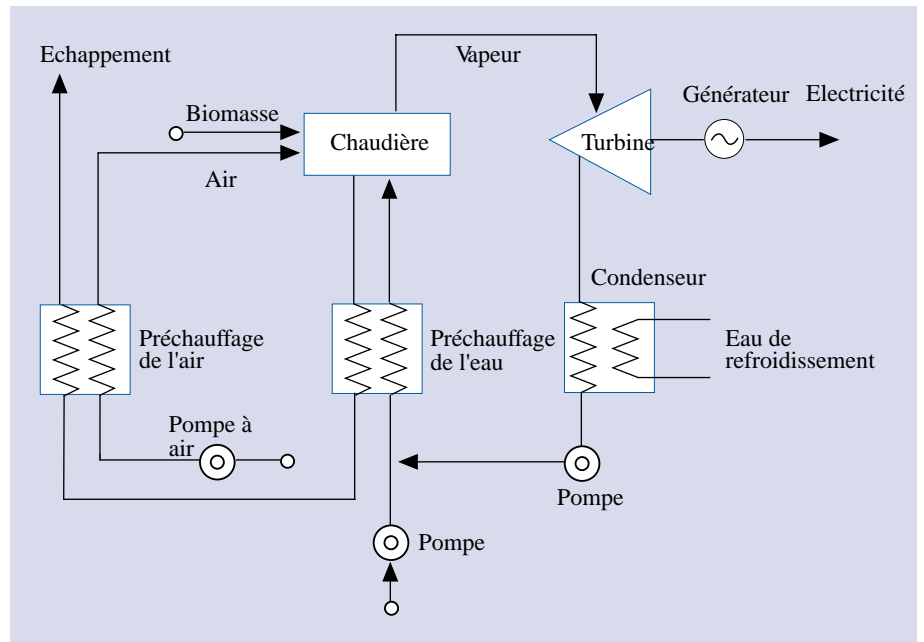


Figure 4 : Cycle de combustion directe

R & D visant à développer l'utilisation de turbines à gaz capables de fonctionner à partir de charbon. Pour ce, le travail a consisté à la mise au point de systèmes combinant une turbine à gaz et un gazéifieur intégré (CIG / GT, Coal Integrated Gasifier / Gas Turbine). Ces efforts ont été motivés par plusieurs facteurs, d'une part, les avantages thermodynamiques notables qu'offrent les turbines à gaz pour la production d'électricité, d'autre part, parce que les ressources de charbon sont nettement plus abondantes que celles de pétrole ou de gaz naturel, enfin, avec l'intuition que la combustion de charbon, réalisée dans ces conditions, entraînerait nettement moins de nuisances environnementales que tout autre système alternatif. A ce titre, nous pouvons mentionner l'expérience réussie de Cool Water, en Californie, où une installation de 94 MWe, cycle combiné/gazéifieur à oxygène (Texaco) alimentée au charbon, a fonctionné de 1984 à 1989 grâce à un ensemble

de partenaires (Southern California Edison Company, EPRI, Bechtel Corporation, General Electric, Texaco et un consortium japonais : Japan Cool Water Programm. Cette expérience a montré la faisabilité technique d'une installation CIG/GT et a permis de confirmer les résultats escomptés en terme environnemental⁸. Bien que prometteurs, ces systèmes demeurent onéreux, d'où la volonté de la D.O.E. d'analyser les variantes permettant d'améliorer les résultats économiques. Deux voies ont donc pu être discernées pour réduire les coûts d'investissement et pour améliorer les rendements de conversion :

1 remplacer les gazéificateurs à oxygène par des gazéificateurs à air et lit fixe,

2 utiliser les systèmes de désulfuration

des fumées à chaud au lieu des systèmes de désulfuration des fumées à froid.

En combinant ces deux modifications, l'étude est parvenue à la conclusion qu'il serait possible de faire de substantielles économies, y compris sur de petites puissances. Plus précisément, l'étude réalisée par la General Electric a identifié le système présentant la meilleure performance globale : gazéificateur à air/ISTIG (Intercooled Steam Injected Gas Turbine), solution consistant à effectuer un refroidissement intermédiaire en cours de compression associé à l'injection de vapeur. Il a ainsi été estimé qu'une installation de ce type, d'une puissance

de 109 MWe aurait un rendement global de 42% et un coût d'investissement de 7200 francs/kWe. Cette technologie alternative paraissant très attractive, même pour de petites puissances, a donc conduit à s'intéresser à des installations fondées sur le même type de processus mais fonctionnant à partir de biomasse.

Malgré leurs avantages inhérents, les systèmes CIG/GT de gazéification à l'air ne se sont pas

autant développés que ceux fonctionnant à l'oxygène parce que la technologie qu'ils requièrent pour l'élimination du soufre compris dans les gaz sortant du gazéificateur n'a pas atteint le stade de développement commercial. Or, il se trouve, précisément, que la technologie de l'épuration des gaz à chaud ne devrait pas être nécessaire

pour la biomasse puisque la plupart de la biomasse contient du soufre en quantité négligeable. En outre, la meilleure réactivité de la biomasse, comparée au charbon, la rend plus facile à gazéifier. Ces considérations impliquent qu'il serait possible de commercialiser des "versions biomasse" plus rapidement et avec moins d'efforts technologiques que des "versions charbon", même si pour le moment, il convient de rester prudent. Source : "Advanced Gasification-based Power Generation" (Williams & Larson)⁹(Figure 5).

En effet, à la différence de la combustion, la gazéification à partir de biomasse n'en est

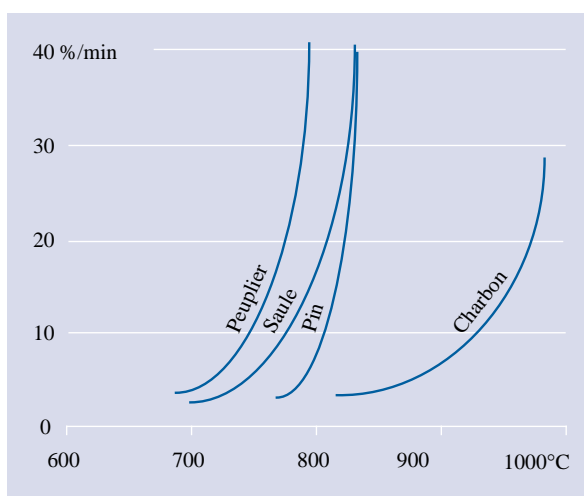


Figure 5 : Vitesse et température de gazéification des goudrons contenus dans la biomasse et le charbon

aujourd'hui qu'au stade de démonstration et ne devrait parvenir au stade commercial que d'ici une dizaine d'années si les efforts de R & D, déjà engagés dans quelques pays (Etats-Unis, Suède, Finlande) se poursuivent.

Sur le plan technique, la gazéification est une technologie au cours de laquelle un combustible solide est transformé en combustible gazeux en présence d'air ou d'oxygène. Ce processus permet d'obtenir un combustible gaz (CO + H₂) de meilleure qualité que le bois, de PCI plus élevé. Les rendements d'environ 30% à 33% sont nettement supérieurs à ceux atteints lors de la combustion directe et dépendent à la fois du type et du fonctionnement des gazéificateurs.

► Les gazéificateurs à lit fixe présentent l'avantage de produire un gaz transportant peu de cendres et sont de construction simple ; ils présentent néanmoins l'inconvénient d'être de faible capacité, de favoriser la fusion des cendres et nécessitent l'emploi d'un combustible sec.

► Les gazéificateurs à lit fluidisé, de capacité plus importante, permettent un bon contact et un meilleur mélange gaz-solide facilitant la conversion. Certains permettent un bon contrôle de la température, tolèrent des variations de la qualité et de la quantité du combustible et sont simples à stopper et à faire fonctionner.

Quoiqu'il en soit, la gazéification nécessite une phase d'épuration avant l'entrée du gaz dans la turbine. Cette phase est relativement

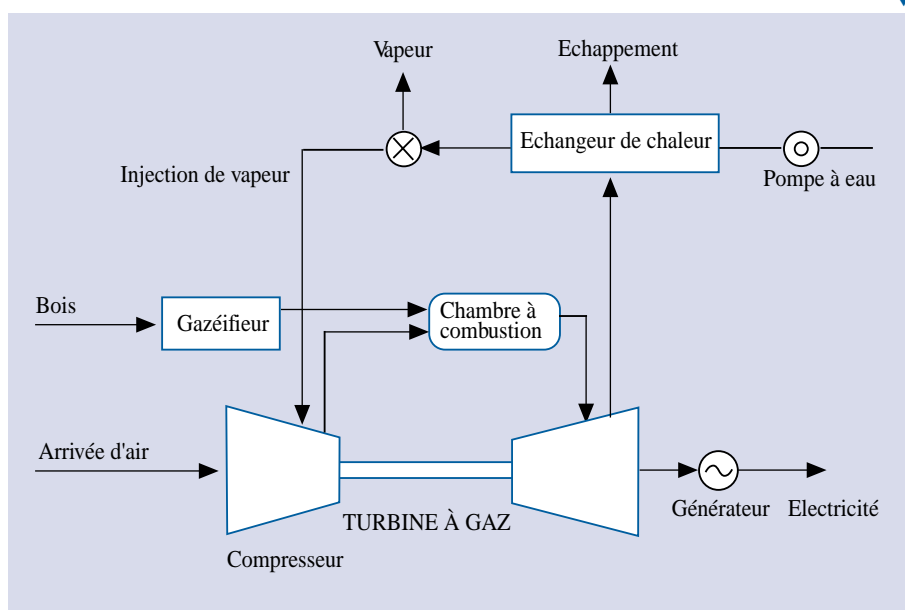
coûteuse mais devrait prochainement devenir plus abordable. En effet, les progrès réalisés en matière d'équipement (filtres, turbines, gazéificateurs) ou de procédés (épuration, refroidissement des gaz, récupérateur de chaleur) ont été et seront, selon Williams et Larson, considérables.

Cycles de gazéification avancés

Les turbines à gaz avec injection de vapeur (STIG)

Il s'agit d'un cycle simple de gazéification où les gaz d'échappement provenant de la turbine sont récupérés dans un H.R.S.G. (Heat Recovery Steam Generator). Au contact des gaz chauds, cet échangeur produit de la vapeur qui, réinjectée dans la chambre à combustion, s'additionne aux gaz entraînant la turbine (Figure 6). Le rendement est nettement amélioré. Dans une installation de cogé-

Figure 6 : Schéma de fonctionnement des centrales STIG



nération à cycle simple, l'injection de vapeur permet d'accroître la production d'électricité lorsque les besoins de vapeur sont réduits. "La turbine General Electric, dérivée du réacteur qui équipe les Boeing 747 et les Airbus 300, développe 33 MW avec un rendement de 33% en cycle direct à gaz naturel ; elle passe à 52 MW et 40% de rendement avec injection de vapeur"¹⁰.

Les avantages de la gazéification sont donc multiples :

- meilleurs rendements,
- coûts unitaires d'investissement plus faibles à terme,
- fiabilité des turbines plus élevée et maintenance plus aisée,
- d'un point de vue environnemental, la gazéification intègre un système d'épuration avant l'entrée des gaz en turbine, qui garantit des rejets faibles dans l'atmosphère.

La gazéification à cycle combiné (IGCC)

Dans ce système, la vapeur produite par le H.R.S.G. entraîne une turbine à vapeur. L'ensemble du système est alors appelé cycle combiné turbine à gaz / turbine à vapeur. Cette technologie est aujourd'hui celle qui atteint les plus hauts rendements avec des taux dépassant 45%. La plupart de ces cycles fonctionnent à partir de turbines dites "de grande puissance ou industrielles" par opposition aux turbines dites aérodérivatives. Les gaz d'échappement des turbines de grande puissance sont plus chauds et capables de produire plus de vapeur que ceux des turbines aérodérivatives.

Dans un cycle combiné, la partie basse du cycle composée par la turbine à vapeur fournit environ 1/3 de l'électricité.

Sensibles aux économies d'échelle, les cycles combinés ne sont pas, a priori, les meilleurs

candidats pour la production d'énergie à partir de biomasse dans de petites installations. Néanmoins, la situation pourrait changer grâce à l'arrivée sur le marché de nouvelles turbines telles que la "GE LM-6000" dont les rendements, même à moyenne échelle semblent très attractifs. Enfin, le Massachusetts Institute of Technology étudie en ce moment des installations à cycle combiné de 5 à 20 MWe.

Pyrolyse et liquéfaction

La pyrolyse

Cette filière est fortement conditionnée par des problèmes de traitement des effluents chimiques. Les quantités d'oxygène et d'eau contenues dans le liquide de pyrolyse sont très importantes ce qui a pour principales conséquences d'entraîner une faiblesse du pouvoir calorifique du produit pyrolytique, une réduction de la viscosité, la présence d'acides organiques (acétiques et formiques) rendant le liquide corrosif, etc.

La filière pyrolyse bénéficie de nombreux efforts technologiques. La possibilité de stocker le combustible dans de meilleures conditions de sécurité et de faciliter l'approvisionnement sont les atouts majeurs de cette technique pour une production d'énergie en pointe.

La liquéfaction

La liquéfaction est un procédé catalytique s'effectuant dans un environnement réduit à basse température et à haute pression en présence d'hydrogène ou de monoxyde de carbone. Cette réaction permet d'obtenir un hydrocarbure physiquement et chimiquement stable.

Le coût élevé des procédés de traitement haute pression (comparé à celui obtenu par la gazéification et la pyrolyse) et les problèmes d'alimen-

tation et de préparation de la biomasse pour la catalyse à haute pression ont quasiment stoppé le développement de cette technologie.

La cogénération

La cogénération ou production combinée chaleur-force est l'opération qui consiste à produire et à valoriser à la fois de la chaleur et de l'électricité dans une même installation. Son principal intérêt, quel que soit le mode de production choisi, réside dans l'économie en énergie primaire qu'elle permet et, par conséquent, à la diminution de pollution de l'environnement qu'elle autorise. (Figure 7)

Pour produire la même quantité d'énergie qu'une installation de cogénération, une installation de production séparée nécessite environ 43% d'énergie en plus.

Il existe de nombreux modes de production en cogénération à base de combustible biomasse, parmi lesquels :

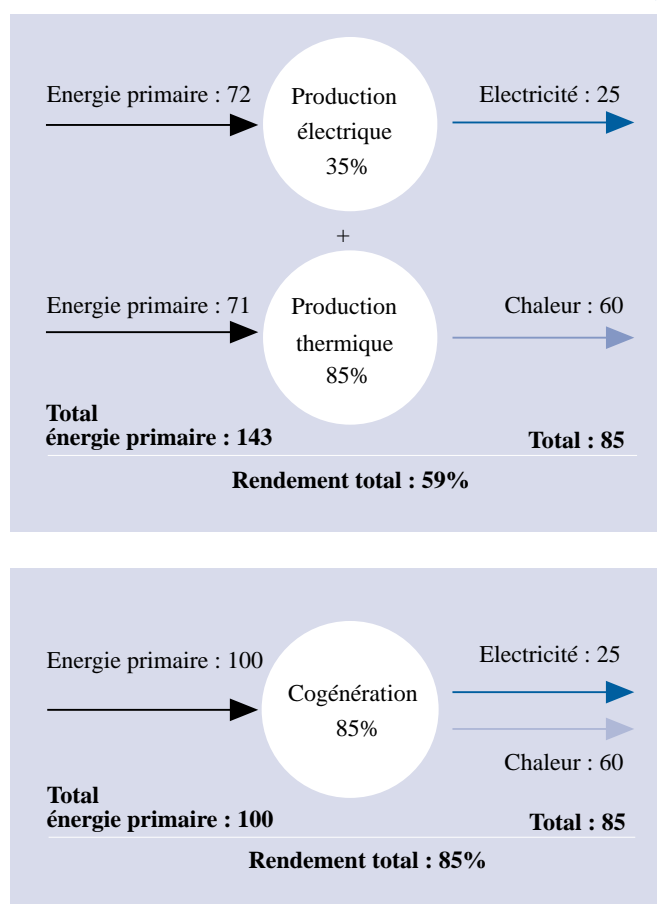
- la turbine à condensation avec prélèvement de vapeur convenant pour des besoins de chaleur variables,
- la turbine à contrepression convenant pour des besoins de vapeur constants et dont le rendement est de l'ordre de 88%,
- le moteur à combustion interne avec récupération de chaleur sur gaz d'échappement avec post combustion et eau de refroidissement.

Le choix du mode de cogénération est fonction non seulement des besoins thermiques et électriques mais aussi du niveau de température et de l'utilisation de la chaleur ainsi que de la puissance de l'installation. Pour ces raisons, le choix du type de turbine (à condensation, à contrepression, à soutirage) variera d'un projet à

l'autre, selon l'ensemble des caractéristiques précédemment citées.

En terme de secteurs candidats à la cogénération, il semble qu'il existe des débouchés non négligeables dans les secteurs de l'industrie (industries grosses consommatrices d'énergie et de chaleur, disposant de déchets combustibles bon marché et nécessitant un fonctionnement continu tout au long de l'année), et de l'habitat collectif / tertiaire (cogénération / réseaux de chaleur).

**Figure 7 :
Economies induites par la cogénération**



Le coût du kWhe

Coût d'investissement et rendements

La combustion directe a atteint le stade commercial tandis que la technologie de gazéification, plus complexe et plus contraignante (elle nécessite d'épurer les gaz avant l'entrée en turbine), n'en est encore qu'au stade de démonstration. La comparaison des coûts des deux technologies doit donc se faire avec toute la prudence nécessaire car les coûts concernant la combustion directe proviennent d'installations existantes, notamment aux Etats-Unis, tandis, que les coûts concernant la gazéification proviennent d'études théoriques. C'est pourquoi, il est fréquent de voir deux coûts d'investissements différents affectés aux installations S.T.I.G. (gazéification avec injection de vapeur) et I.G.C.C. (gazéification, cycle combiné). Le plus élevé correspond au coût d'investissement de l'installation de démonstration, le plus faible est l'estimation du même coût après expérience, autrement dit, rendu au stade commercial. Pour le calcul du coût du kWhe, nous avons retenu le coût d'investissement au stade commercial auquel nous avons ajouté 20%, afin de tenir compte des incertitudes existantes. Bien que les incertitudes concernant les turbines à gaz et les systèmes d'épuration ou d'alimentation soient encore importantes, les efforts réalisés ces dernières années, en matière de Recherche & Développement ont permis de maîtriser et d'amener au stade commercial les phases de séchage et de récupération/injection de chaleur (H.R.S.G.).

En ce qui concerne les coûts d'investissement

des installations rendues au stade commercial, il convient de rester vigilant car il subsiste une difficulté à obtenir les prix de la part des équipementiers dans un marché aussi restreint que celui des centrales à biomasse. Il existe certes, des références de coûts dans diverses publications à caractère scientifique mais le manque de description des systèmes correspondants explique que les écarts de coûts constatés soient souvent importants. Par ailleurs, il est également nécessaire de préciser que, bien souvent, ces coûts d'investissement ne prennent pas en compte les coûts de maîtrise d'oeuvre, d'assurance, de provisions pour aléas et autres coûts financiers. En gardant, encore une fois, toute la réserve nécessaire, il semble qu'il existe assez peu de différences entre les trois options (combustion directe, S.T.I.G, I.G.C.C) rendues au stade commercial. Pour 20 MW, par exemple, les coûts d'investissement s'élèvent à environ 10 000 F/kW quel que soit la technologie retenue. De la même façon, chacun des trois systèmes connaît un effet d'échelle : plus les puissances d'installations sont élevées, plus les investissements, ramenés au kW, sont faibles.

En terme de rendement global, plus la puissance de l'installation est importante, meilleurs sont les rendements mais les différences de rendements entre les technologies, à puissance égale, sont en revanche marquées. Une installation I.G.C.C. de 20 MWe ou plus peut atteindre des rendements de 40 à 43%, tandis qu'une même installation de petite taille, (inférieure à 15 MWe) permet des rendements d'environ 32%. Les centrales S.T.I.G. de petite et moyenne puissance

atteignent respectivement des rendements de 25% et 35%. Les centrales de combustion directe n'atteignent aujourd'hui que 20% à 25%.

Enfin, même si l'information concernant le comportement de ces centrales est encore mal connue, il est néanmoins possible de faire les constats suivants : la technologie "cycle combiné" semble, en l'état actuel des connaissances, davantage appropriée à des puissances de 40

MWe et plus. De la même façon, il semble qu'en dessous de 20 MWe les centrales S.T.I.G. soient moins rentables. La gazéification atmosphérique serait mieux adaptée pour des puissances inférieures à 50 MW tandis que la gazéification pressurisée s'adresserait plutôt à des centrales de plus de 50 MW (Figure8).

Dans les systèmes de production d'électricité à partir de bois, le principal déterminant du coût du kWh est le coût du combustible dont la part varie entre 32% et 40% (selon la technologie et la puissance retenue). Le coût d'investissement représente entre 27% et 32% du coût du kWh. Dans ces conditions, le rendement global des installations joue un rôle majeur. Meilleurs sont les rendements, plus faibles sont les quantités de combustibles nécessaires pour l'alimentation de la centrale et plus faible est la part du combustible dans le coût du kWh. Les coûts d'investissement selon les diverses technologies étant assez proches les uns des autres (à puissance égale), on privilégiera les technologies et les puissances pour lesquelles les rendements sont les

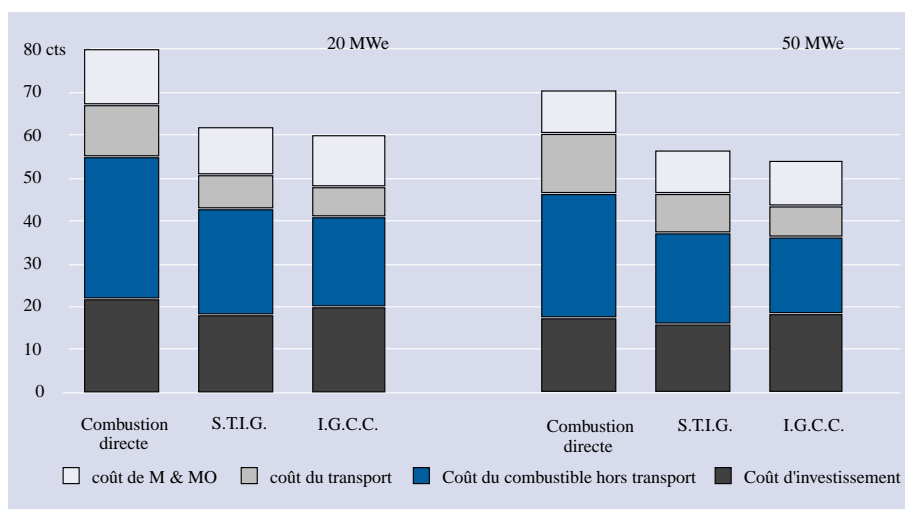


Figure 8 : Décomposition du coût actualisé du kWh pour des centrales de 20 et 50 MWe.

plus élevés. Ce principe est toutefois limité par la quantité et la distribution géographique du bois disponible (coûts de transport). Pour une région disposant d'environ 50 ktep (soit 700 000 m³) de bois pour la production d'électricité, il faudra privilégier une installation de type I.G.C.C. de 40 MWe par rapport à une installation de combustion directe de 20 MWe (Tableau 3).

Tableau 3 : Impact des rendements sur le coût du kWh

	Combustion directe 20 MWe	I.G.C.C 40 MWe
Fonctionnement	6000 h/an	6000 h/an
Rendement	22%	42%
Qté de combustible	46,9 ktep	49,1 ktep
Coût d'investissement	13 200 F/kW	11000 F/kW
Coût du kWh	81 cts/kWhe	53 cts/kWhe
<i>Hypothèse : coût du combustible à 10 cts/kWh</i>		

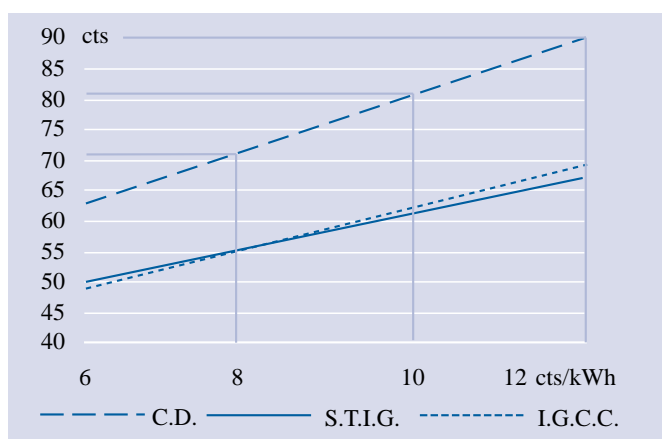
Etude de sensibilité du coût du kWh

Dans une installation de production d'électricité seule

(en fonction du coût du combustible et de la durée annuelle de fonctionnement des centrales).

Toutes technologies confondues, le coût du kWh varie de 43 cts (50 MW, I.G.C.C, coût du combustible de 6 cts/kWh) à 90 cts (20 MW, combustion directe, coût du combustible de 12 cts/kWh) pour 6000 heures de fonctionnement par an. En France, on évalue aujourd'hui le coût du combustible à 10 cts/kWh, soit un coût du kWh s'échelonnant de 53 à 81 cts. Dans les années à venir et dans l'hypothèse où une politique volontariste de production d'électricité à partir de biomasse serait engagée en France, des efforts d'organisation de la filière bois (implication de tous les acteurs afin de faire accepter la biomasse comme une énergie à part entière devant être considérée au même titre que les autres dans les appels d'offre, évaluation et suivi des opérations, diffusion de l'information, échanges entre le niveau national et les régions ainsi qu'entre les industriels, les exploitants et

Figure 9 : Variation du coût du kWh en fonction du coût du combustible pour une centrale de 20 MWe



Hypothèses :

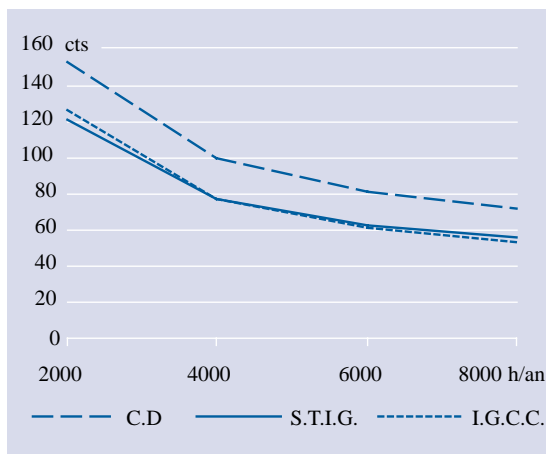
- Taux d'actualisation : 8% sur 20 ans
- Type de combustible : plaquettes forestières à 45% d'humidité
- P.C.I. : 2500 kWh/tonne
- Poids : 327 kg/m³
- Potentiel mobilisable : 0,6 tep/ha/an
- Dimensionnement : 20 MW et 50 MW
- Coût de transport (en F/m³) : $6,5(1,701+0,062 \cdot km)$
- Coût de M & MO : 6% de l'investissement
- Coût d'investissement : investissement au stade commercial + 20%

Variables :

- Coût du combustible : 6, 8, 10 et 12 cts/kWh ; soit 150, 200, 250 et 300 F/t
- Durée de fonctionnement : 2000, 4000, 6000 et 8000 h/an

Tableau 4 : Hypothèses et variables retenues pour la production d'électricité seule

les chercheurs), devraient permettre d'obtenir un coût du combustible de l'ordre de 6 à 8 cts/kWh, d'où une diminution du coût du kWh. Enfin, la différence de coûts entre la technologie de combustion et les deux technologies de gazéification s'explique par les écarts de rendements (de 20% à 25% pour la combustion directe, de 30% à 42% pour la gazéification). L'utilisation des centrales à biomasse en base sur une durée de 6000 à 8000 h/an, permet d'amortir l'investissement et par conséquent de diminuer le coût du kWh. Par ailleurs, l'utilisation de ces centrales en période de pointe n'est pas envisageable, ce, non pas pour des raisons économiques mais plutôt pour des raisons techniques. En effet, la lourdeur de ces installations ne permet pas de les faire fonctionner en appoint, (en réponse à des pics de consommation). Ces dernières nécessitent une période assez longue de mise en action (Figure 10).



▲ **Figure 10 :**
Variation du coût du kWh en fonction de la durée de fonctionnement de la centrale

Dans une installation de cogénération

(en fonction du taux de valorisation et du prix de la chaleur ainsi qu'en fonction de la durée annuelle de fonctionnement de la centrale).

Le schéma suivant permet d'apprécier l'évolution du coût du kWh pour trois installations de cogénération fonctionnant à partir de cycle de combustion directe (Figure 11). Plusieurs conclusions s'imposent :

- plus la valorisation de la chaleur est importante, plus faible est le coût de production de l'électricité,
- plus la puissance de l'installation est grande, plus le coût de production du kWh est faible,
- plus les puissances et les rendements d'installations sont élevés, plus le gain obtenu grâce à la vente de chaleur est faible en pourcentage du kWh.

Il semble donc, que la cogénération soit mieux adaptée aux installations de petites puissances et de faibles rendements tandis que la production d'électricité seule serait plus rentable dans des centrales de fortes capacités et de rendements élevés.

Hypothèses :

- Combustible :
Bois à 50% d'humidité
PCI = 2200 kWh/tonne
Poids = 360 kg/m³
Coût = 10 cts/kWh
- Coût d'investissement :
 - Combustion directe

5 MW	12 000 F/kW
16 MW	11 000 F/kW
32 MW	10 000 F/kW
 - Gazéification/Cycle combiné

5 MW	15 000 F/kW
16 MW	13 500 F/kW
32 MW	11 000 F/kW
- Prix de vente de la chaleur :
8 cts/kWh

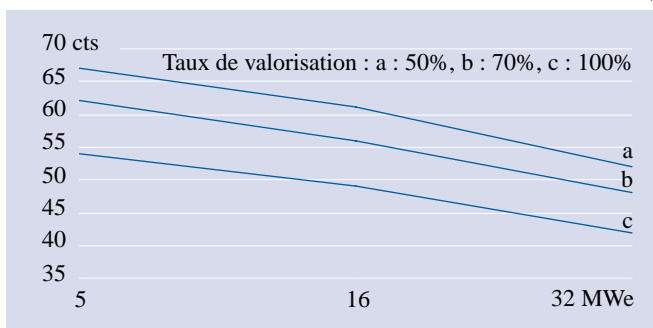
Variables :

- Coût de maintenance et main d'œuvre :
6% et 8% du coût d'investissement
- Taux de valorisation de la chaleur :
50%, 70%, 100%
- Durée annuelle de fonctionnement :
6000 heures, 7000 heures

▲ **Tableau 5 : Hypothèses et variables retenues pour la cogénération**

Figure 11 : Evolution du coût du kWh en fonction du taux de valorisation de la chaleur pour 7000 heures de fonctionnement annuel

Hypothèse sur le coût de M & MO :
6% du coût d'investissement.



Conclusion

Dans l'ensemble des coûts entrant en compte dans la détermination du coût du kWh, le coût du combustible représente 35% à 43% (selon les hypothèses retenues). Dans ces conditions, le coût de mise à disposition du bois, d'une part, et le rendement global des installations, d'autre part, sont des paramètres déterminants.

Ainsi, la concentration des efforts sur l'amélioration de l'organisation de la filière et sur l'étape d'approvisionnement du combustible, en particulier, devrait permettre à la fois une diminution du coût du combustible entrée chaudière et d'être également bénéfique au secteur de l'industrie papetière, fortement concurrencée par ses partenaires scandinaves.

Concernant l'amélioration des rendements, les efforts de Recherche et Développement effectués aux Etats-Unis, en Finlande, Suède, Brésil, Autriche, Belgique et Espagne sur des processus avancés de gazéification directe ou indirecte semblent prometteurs, même si certaines étapes telles que l'épuration des gaz, pèsent encore lourdement sur le coût de production de l'électricité. Le Canada étudie les technologies de pyrolyse rapide. Toutes ces études témoignent

du vif intérêt que portent nos partenaires européens, américains et scandinaves au bois énergie, et plus récemment au bois électricité, et devraient inciter la France à réduire son retard en la matière.

Par ailleurs, l'étude de sensibilité du coût du kWh aux différents paramètres conduit à souligner la nécessité d'une durée de fonctionnement annuel des centrales à bois relativement importante (5000 à 7000 heures/an), pour des raisons d'ordre économique et technique.

Enfin, les occasions de cogénération sont à rechercher en priorité chaque fois que les débouchés existent, puisqu'une bonne valorisation de la chaleur (> à 50%) permet de réduire de manière significative le coût de production du kWh. L'avantage de la cogénération est d'autant plus marqué que l'installation est de faible puissance et de rendement médiocre. En effet, plus les puissances sont élevées, plus le gain obtenu grâce à la vente de chaleur est faible en pourcentage du coût du kWh.

Notes

1 P.U.R.P.A : Public Regulatory Policies Act, loi d'incitation à la production d'énergie par des producteurs indépendants leur garantissant le rachat de leur production au coût évité.

2 I.G.C.C. : Integrated Gasification Combined Cycle, Gazéification à cycle combiné.

3 S.T.I.G. : Steam Injected Gas Turbine, Gazéification avec récupération et réinjection de la vapeur dans le processus.

4 L'Association Biomasse Normandie estime que la ressource disponible en Basse Normandie a été sous-évaluée eu égard au manque de prise en compte : du petit bois (diamètre inférieur à 7 cm) non considéré dans les inventaires de l'IFN, du bois issu des haies, des vergers et de l'industrie.

5 Exception faite du procédé I.V.O.S.D.I.G. qui utilise la vapeur libérée lors de la phase de séchage du combustible pour augmenter les rendements de l'installation. Ce procédé finlandais atteint des rendements de 35% avec un taux d'humidité du combustible de 70%.

6 Pour certains suédois, finlandais ou français (A.R.B.N), les coûts de transport pèseraient peu sur le coût du kWh.

7 Cf "expanding roles for gas turbines in power generation".

8 Daw fait fonctionner une installation identique de 160 MWe à Plaquemine en Louisiane et Shell, après avoir fait tourner une installation pilote à "Deer Park" au Texas, construit une installation de 250 MWe à Buggenum, en Hollande.

9 Grâce à la meilleure réactivité des goudrons de la biomasse, ces derniers peuvent être gazéifiés nettement plus rapidement et à plus faibles températures que les goudrons contenus dans le charbon.

10 "Aircraft-Derivative Turbines For Stationary Power" R.H. Williams & E.D. Larson (Jan 1988) ; Princeton University, New Jersey.

Environnement

Répercussions environnementales de la production d'électricité à partir de bois

La production d'électricité à partir de combustibles fossiles (charbon, gaz naturel et pétrole) ou à partir de bois émet des polluants essentiellement atmosphériques. Ces polluants ont un impact sur le fonctionnement global de la biosphère. Ils participent notamment à l'effet de serre ou aux pluies acides. Les polluants peuvent également avoir un impact régional ou local, et ainsi porter atteinte à la santé des populations habitant à proximité des sites de production.

L'objectif de cette partie est d'évaluer, en terme de pollutions et nuisances, les avantages et les inconvénients de la production d'électricité à partir du bois par rapport aux autres filières de production d'électricité.

Nous restreindrons notre étude aux filières produisant de l'électricité à partir de combustibles car les risques et les effluents des autres filières sont trop différents pour permettre d'établir des comparaisons fiables. Ainsi, nous ne prendrons en compte, ni les filières hydrauliques, solaires et éoliennes, ni la filière nucléaire. Toutefois nous ferons apparaître le parc E.D.F. en fonctionnement à titre de référence.

Après une présentation générale de l'ensemble de la filière bois-électricité, nous évaluerons et comparerons les émissions des différentes centrales. Enfin, nous effectuerons un bilan des filières (approvisionnement et centrales).

Vue d'ensemble de la filière

La ressource de bois envisagée dans cette étude est constituée de résidus de l'exploitation forestière (bois de trituration non exploité, rémanents) et de déchets de scieries. Ces gisements ne sont pas structurés en vue de l'exploitation énergétique. Ils sont dispersés. Leur collecte induit a priori une dépense énergétique relativement importante.

Toutefois, certaines caractéristiques de ces gisements (gisements à ciel ouvert, présence sur la majorité du territoire) peuvent réduire cet inconvénient.

Une fois collecté, le bois doit être acheminé vers des sites de stockage. Ce stockage a plusieurs finalités : il permet un premier séchage du bois, ce qui permet d'abaisser son

humidité afin d'en améliorer les caractéristiques en tant que combustible ; il permet d'assurer la continuité de l'approvisionnement des centrales en l'affranchissant des saisons et des intempéries ; enfin, le stockage intermédiaire permet de réaliser des économies de transports à partir d'une certaine distance. Le bois est ensuite transporté vers la centrale.

Plusieurs technologies permettent de produire de l'électricité à partir de la biomasse. Dans cette étude, nous aborderons la combustion et la gazéification. La combustion est suivie d'une turbine à vapeur entraînant un alternateur. La gazéification est suivie d'une turbine à gaz à laquelle peut éventuellement s'adjoindre une turbine à vapeur. Les technologies de production d'électricité seule à partir du bois ne sont pas présentes en France. Nous nous baserons sur l'expérience acquise dans d'autres pays.

La plupart des étapes de la filière ont des retombées environnementales. Nous aborde-

rons essentiellement les retombées atmosphériques.

- Au niveau global, la contribution à l'effet de serre sera appréhendée par son principal indicateur : l'émission d'équivalent CO₂. Pour cela, nous avons converti les émissions brutes de CO₂, NO_x, CO, CH₄, COV et SO₂ en leur équivalent CO₂ avec les coefficients IPCC à 20 ans.

- Au niveau local, nous traiterons de la pollution atmosphérique par le CO, les NO_x, le SO₂, les COV et les particules. Nous évoquerons aussi d'autres pollutions et nuisances comme le rejet de déchets solides ou liquides, le bruit...

Dans la mesure du possible, nous comparerons ces pollutions et nuisances à celles engendrées par les autres filières.

L'approvisionnement

Différentes variantes d'approvisionnement peuvent être envisagées par la combinaison de ressources, de choix techniques de collecte et de préparation du combustible. Certaines sont significativement différentes car elles sont basées sur des gisements différents, tandis que d'autres ne représentent que des variantes techniques au niveau du stockage ou du déchetage.

Les émissions de polluants au niveau de l'approvisionnement

Dans la suite de l'étude, nous avons retenu une combinaison de variantes que nous avons nom-

mé "solution mixte". Elle est composée à 30% de bois de trituration non exploité, à 60% de rémanents, et à 10% de déchets de scierie. Cette "solution mixte" se justifie par le fait qu'elle intègre les différents gisements en retenant les variantes techniques les moins polluantes (pour une surface de collecte de 70 km de rayon).

Les émissions présentées ci-contre en g/kWhe intègrent le rendement des centrales dont le fonctionnement sera présenté par la suite. Les émissions de polluants lors de l'approvisionnement des centrales au bois (variante "solution mixte") sont nettement en deçà de celles des autres filières. L'importance des émissions pour le charbon et le gaz s'explique principa-

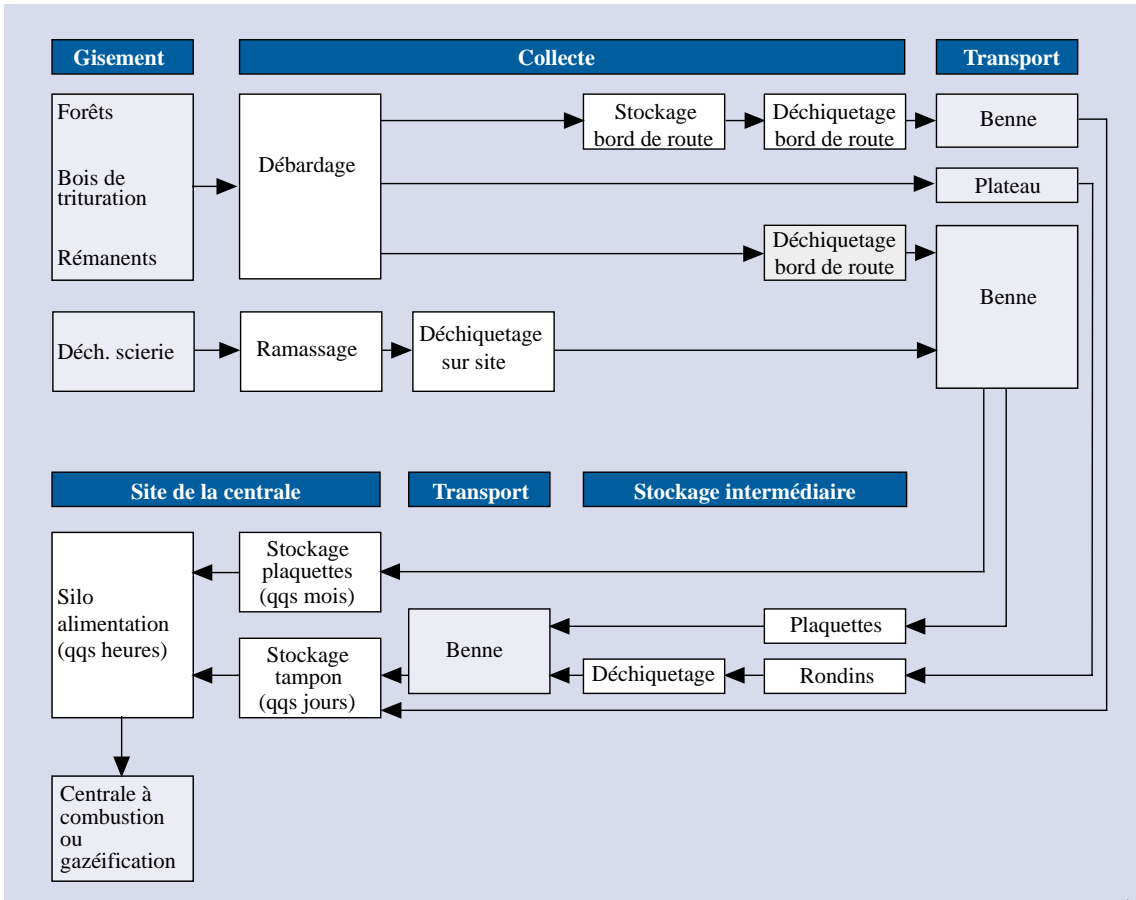
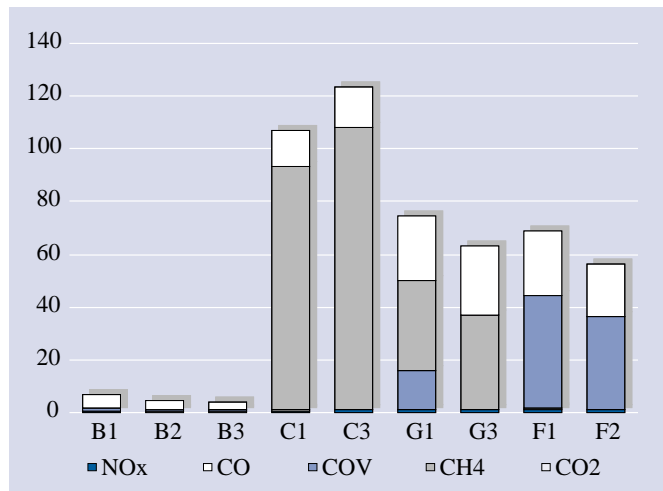


Figure 13 : Schéma d'ensemble de l'approvisionnement

Figure 14 : Emissions en équivalent CO₂ lors de l'approvisionnement pour différentes centrales en g/kWhe (détail des centrales page suivante)

lement par les rejets de CH₄ lors de l'exploitation ; pour le fuel, ces émissions s'expliquent par la production de COV lors du torchage. En conclusion, on peut avancer que le faible niveau d'émission de polluants lors de l'approvisionnement de la filière bois par rapport aux autres filières rend secondaire la préférence d'une variante d'approvisionnement du point de vue environnemental.



Les polluants émis par les centrales

Cette étude porte sur deux types de techniques : celles de combustion et celles de gazéification.

Grâce à un échangeur de chaleur, les gaz chauds issus de la combustion du bois génèrent de la vapeur. Cette dernière entraîne une turbine à vapeur reliée à un alternateur. Cette technologie possède de nombreuses variantes au niveau de la chambre de combustion. Il peut s'agir soit d'un lit fixe, soit d'un lit à grille mobile ou encore d'un lit fluidisé. Le rendement moyen des installations existantes est d'environ 20%. Toutefois, les dernières centrales à combustion atteignent des rendements de 30% et permettent d'espérer des rendements de 40% dans le futur.

Les techniques de gazéification présentent également de nombreuses variantes. Les plus simples sont basées sur un lit fluidisé à pression atmosphérique, ou pressurisé, suivie d'une turbine à gaz (BIG/GT). Le rendement de ce cycle peut être amélioré par l'injection de vapeur provenant d'une source indépendante (STIG) ou du sécheur (IVOSTIG). Enfin, un cycle

vapeur peut y être ajouté, récupérant l'énergie contenue dans les gaz d'échappement de la turbine à gaz ; il s'agit alors d'un cycle combiné (IGCC). Cette dernière technologie permet d'atteindre les meilleurs rendements : 45% contre 35% pour les cycles les plus simples. Les turbines à gaz ne supportent que des gaz très épurés, ce qui garantit contre les émissions de la plupart des polluants atmosphériques.

Dans la suite de l'étude, nous conserverons quatre type de centrales alimentées aux bois, que nous comparerons aux centrales alimentées au charbon, gaz et fuel, ainsi qu'au parc EDF selon les données disponibles (voir encadré ci-dessous).

Pollution de l'air

Le CO₂

Le gisement de bois considéré dans cette étude fait partie du renouvellement de la biomasse. Il fait partie du cycle "court" du carbone. Les quantités de CO₂ rejetées par les

Détail des centrales, abréviation utilisées dans les graphiques

- B1 :** Bois, installation classique de combustion comprenant un lit fixe*, au rendement de 20%
- B2 :** Bois, installation de combustion à lit fluidisé, au rendement de 30%
- B3 :** Bois, installation de gazéification de type STIG, au rendement de 35%
- B4 :** Bois, installation de gazéification de type IGCC, au rendement de 45%
- C1 :** Charbon, installation de gazéification de type IGCC, au rendement de 40%
- C2 :** Charbon, installation de combustion classique, au rendement de 37%
- C3 :** Charbon, installation de combustion à l'horizon 2010, au rendement de 34,4%
- G1 :** Gaz, installation de combustion à turbine à gaz à l'horizon 2010, au rendement de 40%
- G2 :** Gaz, installation de combustion classique à l'horizon 2010, au rendement de 50%
- G3 :** Gaz, installation de combustion classique, au rendement de 38%
- F1 :** Fuel, installation de combustion à l'horizon 2010, au rendement de 30%
- F2 :** Fuel, installation de combustion classique, au rendement de 36,6%
- EDF :** Parc EDF actuellement en service, nucléaire compris. (à titre de référence)

* (Seule installation ne comportant de traitement des fumées, présentée à titre de référence)

centrales à bois correspondent aux quantités de CO₂ prélevées par les plantes dans l'atmosphère lors de leur croissance. Il n'est donc pas comptabilisé. En revanche, une centrale alimentée par déforestation entraînerait la mise en circulation de carbone stocké dans la masse végétale "constante" de la biosphère. Il serait alors comptabilisé.

Les quantités de CO₂ émises par les centrales alimentées par des combustibles fossiles correspondent à la remise en circulation de carbone qui, hors intervention humaine, ne serait pas réintégré dans le cycle court du carbone. Il est donc comptabilisé. Ainsi, les technologies alimentées par de la biomasse (hors déforestation) présentent un grand intérêt puisqu'elles n'influent pas sur les quantités de carbone en circulation dans la biosphère.

Nous avons fait figurer le CO₂ non comptabilisé dans la figure ci-contre.

Le CO

Le CO est le produit d'une réaction d'oxydation incomplète.

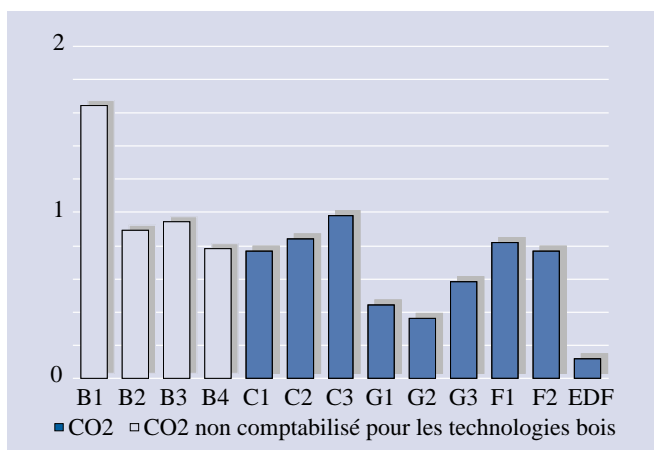
Les moyens de lutte contre la formation de CO sont :

- le réglage de l'excès d'air,
- l'allongement du temps de séjour dans le four (plus il est long, plus la combustion est complète). Ce temps de séjour dépend du dessin du fourneau.

Les technologies de combustion de biomasse dégagent une quantité de CO plus importante que les technologies de gazéification¹. Le long temps de séjour et le bon mélange du combustible avec l'air dans les lits fluidisés en sont les responsables.

Les NO_x

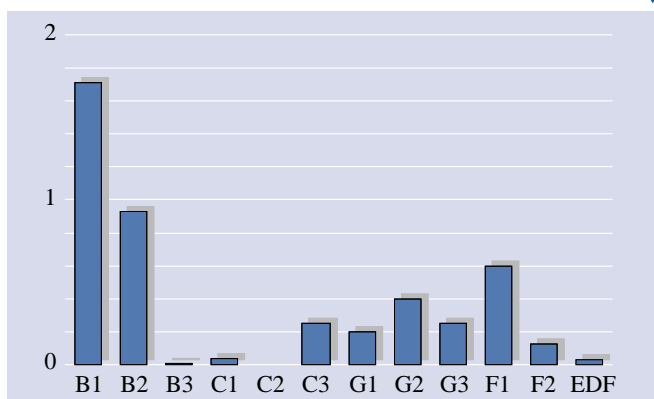
On distingue deux types de NO_x formés lors de la combustion : les NO_x "thermiques" et les NO_x



▲
Figure 15 : Emissions de CO₂ pour différentes centrales en kg/kWh

"endogènes". Les NO_x "thermiques" sont issus de la recombinaison de l'oxygène et de l'azote de l'air à haute température. Les NO_x "endogènes" sont issus de la recombinaison de l'oxygène avec l'azote contenu dans le combustible. Peu de NO_x thermiques sont formés lors de la combustion du bois car les températures de combustion sont relativement faibles. En effet, la température de combustion est de l'ordre de 900°C pour les lits fluidisés et inférieure à 1200°C pour les autres, alors que la température de formation des NO_x thermiques est supérieure à 1300°C². Ainsi, pour les

▼
Figure 16 : Emissions de CO pour différentes centrales en kg/kWh



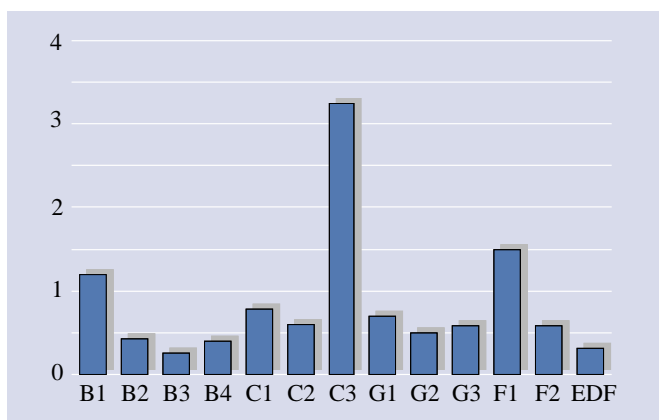


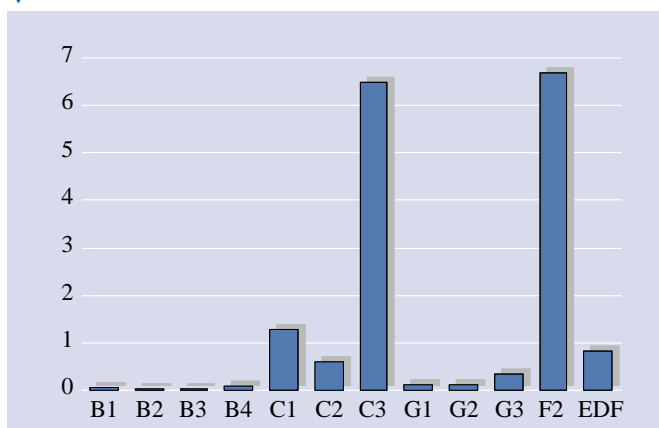
Figure 17 : Emissions de NO_x pour différentes centrales en kg/kWhe

centrales alimentées au bois, la limitation des NO_x consiste essentiellement à lutter contre les NO_x endogènes.

Les moyens de lutte sont les suivants :

- sélectionner les espèces végétales ;
- utiliser des catalyseurs dans le lit ou dans un réacteur spécifique (par exemple, l'injection d'ammoniac) ;
- laver les gaz à l'eau
- utiliser un procédé de Réduction Catalytique Sélectif (SCR) à la sortie de la turbine ;
- utiliser des techniques de combustion à faible émission de NO_x (basse température...).

Figure 17 : Emissions de SO₂ pour différentes centrales en kg/kWhe



Les technologies mettant en oeuvre ces moyens de lutte contre les NO_x permettent d'obtenir des émissions inférieures aux technologies basées sur des combustibles classiques. (On remarque l'importance des émissions pour la variante de combustion à lit fixe qui ne les utilise pas).

Le SO₂

Lors de la combustion, le SO₂ se forme par la recombinaison du soufre et de l'oxygène. La biomasse contient très peu de soufre. En conséquence, les quantités de SO₂ formées sont négligeables. Cependant, pour les technologies de gazéification, une diminution des quantités de soufre contenu dans les gaz avant l'entrée en turbine est tout de même nécessaire. En effet, les turbines à gaz n'acceptent pas plus de 1 ppm de soufre. Elles sont encore moins tolérantes lorsque d'autres éléments sont présents tels que des métaux alcalins.

Les moyens de lutte contre le soufre sont les suivants :

- l'injection de calcaire (les seuils d'acceptabilité peuvent être atteints lorsqu'un procédé de craquage des goudrons par dolomite est inclus dans le procédé) ;
- le passage sur un lit fixe de sulfure de zinc chaud. Cette technique, peu chère, pose alors le problème de l'élimination du déchet de zinc.

Le CH₄

Les quantités de CH₄ émises par les centrales basées sur les technologies de gazéification sont les plus faibles. En revanche, elles sont plus importantes pour les centrales basées sur la combustion.

Toutefois, elles restent inférieures à 0,3 g/kWhe.

Les COV

Les COV rassemblent tous les hydrocarbures volatiles autres que le méthane (à proprement parler, il s'agit ici d'hydrocarbures non méthaniques, HCNM). On remarque que la technique de combustion avec un lit fixe rejette une grande quantité de COV. En revanche, les autres techniques alimentées par de la biomasse sont tout à fait satisfaisantes de ce point de vue.

Particules

Les particules sont émises en grande quantité par les technologies de combustion classique de fuel et de bois (lit fixe sans traitement des fumées). On remarque que les niveaux d'émissions pour les autres centrales sont très faibles. Les moyens de lutte contre les particules sont classiques :

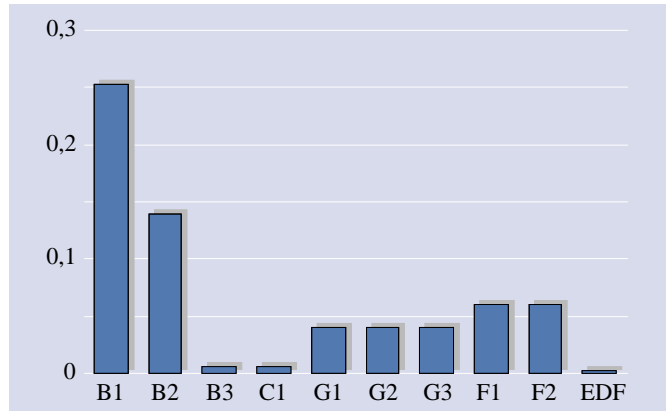
- le dessin de la chambre (le mouvement cyclonique des gaz favorise le dépôt des particules sur les parois),
- les précipitateurs électrostatiques,
- les filtres à manche,
- le lavage des gaz à l'eau.

Les goudrons

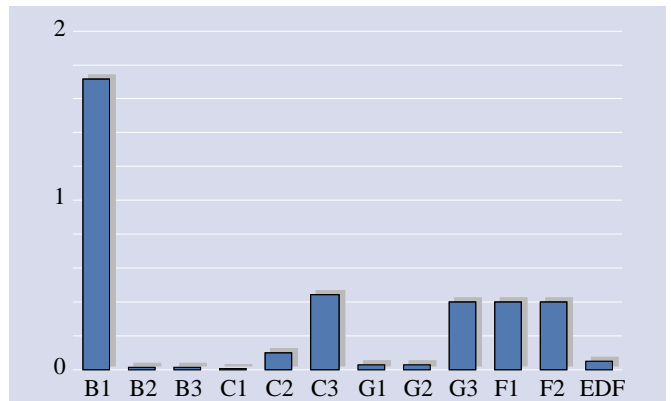
La température de combustion ou de gazéification, le type de réacteur, le temps de séjour et le type de combustible influent sur les quantités de goudrons.

Les moyens de lutte sont les suivants :

- les procédés catalytiques, filtres céramiques (Ni/Al₂O₃). A des températures de 800-900°C, la dolomite, le nickel ou d'autres catalyseurs réalisent la conversion des goudrons à plus de 99%. La plupart de ces procédés sont mis en oeuvre dans des réacteurs spécifiques.
- Le craquage thermique peut être favorisé :
 - par l'augmentation des temps de séjour (par exemple, par la recirculation des gaz),
 - par le contact direct avec une surface

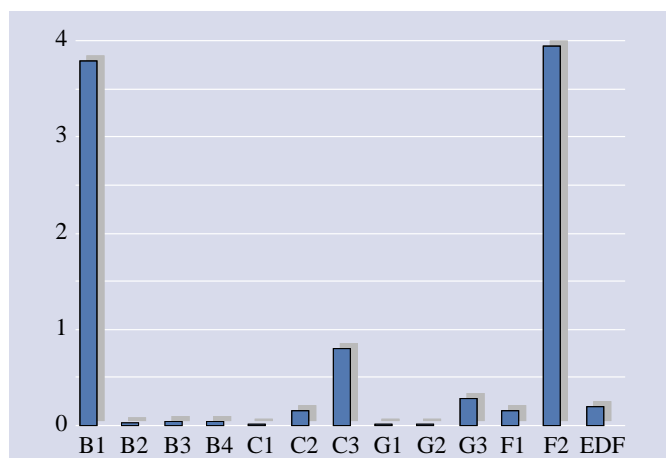


▲
Figure 19 : Emissions de CH₄ pour différentes centrales en kg/kWh



▲
Figure 20 : Emissions de COV pour différentes centrales en kg/kWh

▲
Figure 21 : Emissions de particules pour différentes centrales en kg/kWh



chaude indépendante (mais ce système nécessite de l'énergie, il fait baisser l'efficacité énergétique de l'ensemble),

- l'ajout d'excès d'oxygène ou d'air (mais ce système a l'inconvénient d'augmenter la part de CO₂ et de réduire l'efficacité énergétique de l'ensemble).

L'épuration des goudrons résiduels

Différents procédés permettent d'éliminer les goudrons résiduels :

- la pulvérisation d'eau. Cette technique est déconseillée pour les goudrons car elle produit une grande quantité d'eau souillée. Cette eau souillée est toutefois traitable par des procédés biologiques conventionnels ;
- la pulvérisation d'huile : cette technique est plus à même de capter les goudrons, mais elle est compliquée à mettre en oeuvre ;
- les précipitateurs électrostatiques : cette technique est une alternative efficace mais

chère. Peu d'expériences ont été effectuées avec les produits dérivés de la gazéification.

Métaux alcalins

Les métaux alcalins provoquent l'encrassement du fourneau, l'apparition d'agglomérats dans les lits fluidisés et abaissent la température de fusion des cendres. La concentration en métaux alcalins ne doit pas excéder 0,1 ppm à l'entrée des turbines à gaz afin d'éviter leur corrosion.

Les moyens de lutte sont les suivants :

- les filtres à manche,
- le lavage des gaz à l'eau.

A haute température, les métaux alcalins sont vaporisés et passent à travers les filtres à manche pour particules. Les gaz doivent être refroidis en dessous de 600°C avant de passer dans le système d'épuration des gaz.

Les polluants traces

Le chlore est un polluant potentiel ayant pour origine les pesticides, les herbicides ou des matériaux souillés. La concentration en chlore ne doit pas excéder 1 ppm à l'entrée des turbines à gaz.

Les moyens de lutte sont les suivants :

- le lavage à l'eau,
- l'adsorption, mais la dolomite est moins efficace sur le chlore que sur le soufre.

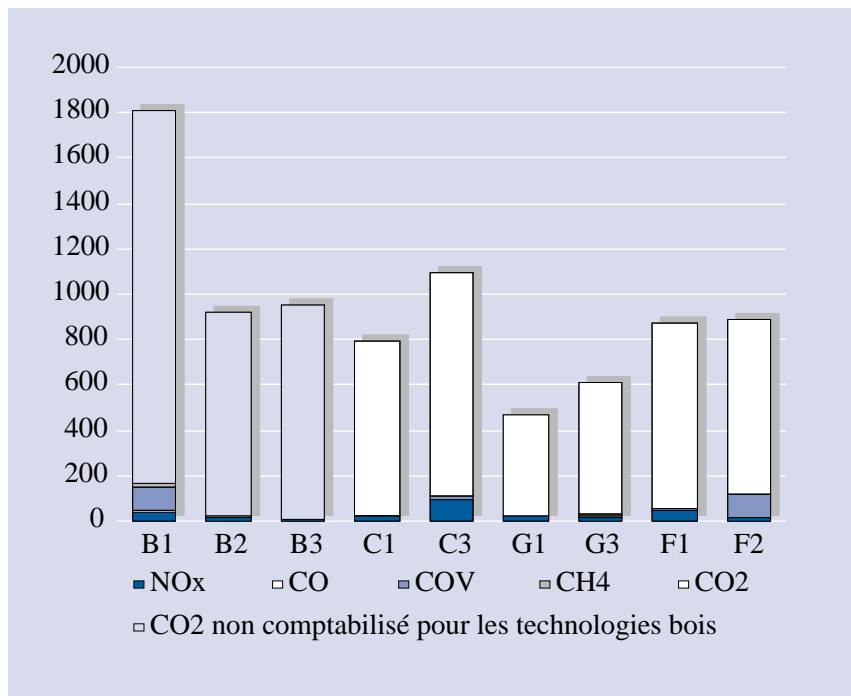


Figure 22 : Emissions d'équivalent CO₂ pour différentes centrales en g/kWh

Equivalent CO₂

Puisque le CO₂ émis par la combustion du bois n'est pas comptabilisé, la quantité d'équivalent CO₂ rejetée par les centrales à bois est beaucoup plus faible que celle rejetée par les autres centrales. On remarque toutefois l'importance relative des émissions de la technologie à lit fixe.

Equivalent CO₂ pour l'ensemble des filières

La quantité d'équivalent CO₂ rejetée par les différentes filières bois (lors de l'approvisionnement et par la centrale) est très inférieure à celle rejetée par les filières fonctionnant grâce aux combustibles fossiles. Il faut cependant noter l'importance des émissions de la filière bois utilisant la technologie de combustion du bois sur lit fixe sans traitement des fumées.

Un transfert de technologie des combustibles fossiles vers le bois permettrait d'économiser de 90 000 t/an d'équivalent CO₂ pour les technologies de combustion alimentées au bois les moins performantes à plus de 220 000 t/an pour les technologies de gazéification (pour un fonctionnement en semi-base 6000 heures/an).

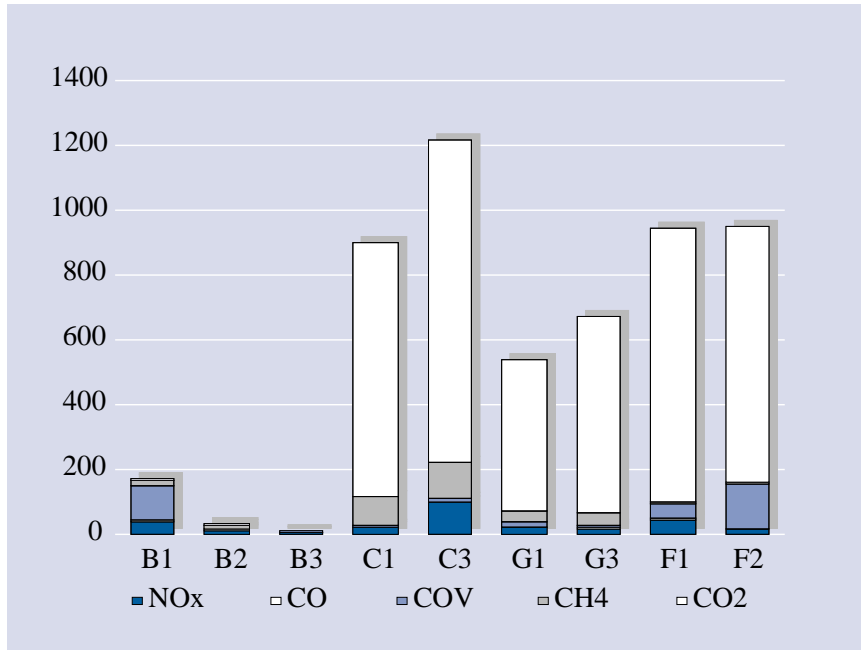
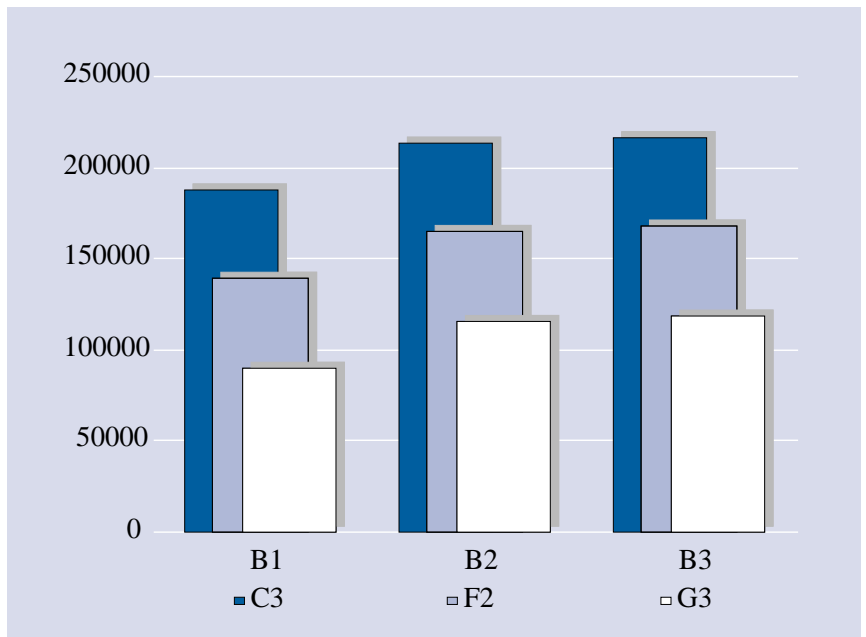


Figure 23 : Equivalent CO₂ émissions par filière en g/kWh

Figure 24 : Equivalent CO₂ évité en fonctionnement de semi-base en t/an



Déchets solides

Cendres

La teneur en cendres d'un combustible biomasse est d'environ 5%. Elle est plus faible que celle du charbon qui atteint 6%. Cette proportion de cendres varie selon les végétaux, celle des produits agricoles est plus importante que celle du bois. Lorsque le mode d'exploitation est fait sans précaution, du sable ou d'autres particules peuvent s'ajouter au bois (par exemple, lors du débardage, si le bois est traîné sur le sol). La part d'imbrûlés peut alors s'élever à 10 voire 15%.

Les cendres issues de la biomasse et du charbon ne sont pas considérées comme toxiques. Elles peuvent être transportées et épandues dans des champs sans risque. Cependant la perception qu'en a la population est négative.

Résidus de traitement des fumées

Les déchets des systèmes d'épuration des gaz sont toxiques et peuvent être cancérigènes, en raison des composés chimiques qui y sont adsorbés.

Les problèmes de pollution de l'eau dûs à la biomasse

Culture spécifique en ferme	Fertilisation, herbicides etc...
Lixiviats de stockage	DBO : potassium, phosphate totaux, ammoniac et nitrates.
Eaux issues du système de combustion	Oxygène dissout, sulfates, chlorides, arsenic, cadmium, chrome, mercure, zinc et PH

Poussières

La préparation, la manutention et le stockage du bois, ainsi que l'alimentation de la centrale produisent de la poussière. Celle-ci induit des risques de feux et d'explosions, des risques d'irritation des poumons, des yeux et de la peau. En conséquence, les opérations de manutention doivent être aussi réduites que possible et avoir lieu de préférence dans des endroits fermés. Les poussières devront alors être aspirées et des dépoussiéreurs installés.

Autres répercussions environnementales :

Pollution de l'eau

Le refoidissement des gaz et leur lavage à l'eau produit de l'eau souillée. Les polluants peuvent être solubles ou non solubles (goudrons, huiles).

Sécurité

Les accidents dûs à la manipulation du bois sont plus fréquents que ceux dûs au charbon. Cependant, la mortalité par effondrements de mines et la maladie chronique à long terme silicose résultante du contact avec le charbon sont beaucoup plus importantes.

Les risques suivants existent :

- explosions (gazéificateurs sous pression, combustible),
- incendies (combustible),
- asphyxie au CO (prévoir une bonne ventilation des locaux).

Bruit

Le bruit important généré par la manipulation du bois, en particulier à proximité d'habitations, ne doit pas être négligé.

Odeur

De mauvaises odeurs peuvent être émises :

- par la dégradation de la matière organique,
- par des fuites de gaz au niveau du gazéifieur (H₂S, COV ou NH₃),
- lors de la manutention et du stockage des goudrons, des eaux souillées, des cendres volantes et d'autres déchets.

Esthétique

L'esthétique des stocks de bois a un impact visuel meilleur que celui des tas de charbon. (pour Richard L. Bain and Ralph P. Overend,

ils peuvent être valorisés touristiquement pour le pique-nique, la chasse etc.).

Toutefois, les stocks de bois sont plus de six fois plus importants en volume que les stocks de charbon de même valeur énergétique.

Occupation du sol

Des espèces végétales particulières risquent d'être favorisées, entraînant une baisse de la diversité botanique et des habitats naturels afférents.

Transport

Le trafic généré par l'exploitation forestière et les aller-retour des sites de stockage à la centrale peuvent induire une nuisance sonore, visuelle etc.

Conclusion

D'un point de vue environnemental, les principaux avantages des technologies bois-électricité par rapport aux combustibles fossiles sont :

- ▶ des émissions de CO₂ négligeables (car le CO₂ émis appartient au cycle "court" du carbone),
- ▶ des émissions de SO₂ négligeables (car le soufre est quasi absent dans le bois),
- ▶ des émissions de NO_x faibles (car la formation de NO_x thermique est limitée),
- ▶ un volume de cendres peu important et non toxique,
- ▶ l'utilisation d'une ressource non mobilisée.

Les rares inconvénients sont :

- ▶ l'irrégularité de l'approvisionnement (dûe aux saisons),
- ▶ la maintenance et l'espace nécessaire au stockage.

Des différences importantes existent en matière de traitement des fumées entre les technologies au charbon et les techniques de gazéification du bois. Le soufre pose un problème d'élimination pour le charbon alors qu'il est quasiment absent pour le bois. En revanche, les métaux alcalins doivent être éliminés avant l'entrée dans les turbines à gaz

pour les technologies à bois car les turbines y sont très sensibles. Enfin, les particules représentent un enjeu important pour les deux techniques ; en effet, elles sont produites en grande quantité par les technologies au charbon, et doivent être éliminées avant l'entrée en turbine pour les techniques de gazéification du bois.

La sensibilité des turbines à gaz des technologies bois garantit contre les émissions de polluants. Toutefois, les techniques de combustion, dans leurs récents développe-

ments, atteignent des niveaux d'émission très satisfaisants. Ainsi, les technologies de production d'électricité à partir de la bois représentent un élément de solution très intéressant, aussi bien au niveau local, pour la faiblesse de leurs émissions de soufre, particules et oxyde d'azote, qu'au niveau global, par leur très faible contribution à l'effet de serre par rapport aux technologies classiques.



Notes

1 Les normes suisses et allemandes demandent une émission de CO inférieure à 250 mg/Nm³ de fumées sèches à 11% d'O₂. Les chaufferies bois actuelles sont nettement en dessous de cette norme : 100 mg/Nm³ pour une chaufferie Nordfab de 2 MW, moins de 125 mg/Nm³ pour une Kohlbach de 3,5 MW.

2 Le bois contient très peu d'azote (0,2% en masse contre environ 1% pour le charbon). Pour reprendre les normes européennes, en Italie et en Allemagne, la norme stipule que les émissions de NO_x doivent être inférieures à 500 mg/Nm³ de fumées sèches. L'installation Nordfab de 2MW produit 340 mg/Nm³ de NO_x, et la Kohlbach de 3,5 MW en produit moins de 440 mg/Nm³. (Source : Association Biomasse Normandie).

Aspect institutionnel

Etude des mesures politiques et institutionnelles favorisant la production d'électricité à parti de biomasse

Obstacles au développement de la production d'électricité à partir de biomasse

Le système de péréquation des prix de l'électricité

L'application du système de péréquation des prix repose sur le principe d'équité sociale et consiste à faire payer à chaque utilisateur un même coût pour un même usage quel que soit son lieu de résidence. Ainsi l'habitant de la Creuse, de la Corse, ou de la région parisienne paiera le même prix. Dans ces conditions, le lourd déficit supporté par E.D.F. dans les D.O.M. notamment, et dans certaines régions coûteuses à raccorder au réseau, est compensé par le bénéfice réalisé dans les grandes agglomérations. En d'autres termes, l'électricité vendue dans certaines régions est subventionnée par d'autres régions. S'il paraît juste d'un point de vue social, ce système présente le désavantage de ne pas jouer correctement son rôle de "signal-prix".

Les prix devraient remplir trois fonctions :

- celle d'allocation des ressources, indicateur de rareté et d'utilité ; le prix doit être par exemple, conçu comme un instrument pour éviter la congestion et l'encombrement ;
- celle de financement ; le prix devrait être fixé de sorte que son niveau permette des ressources suffisantes pour pouvoir couvrir les charges d'exploitation, il doit permettre le réinvestissement nécessaire à la pérennité du système ;
- celle de redistribution et de justice sociale.

Or le système de péréquation spatiale des prix masque la réalité et fausse la concurrence entre les énergies. Si les prix reflétaient correctement la réalité, ils devraient être supérieurs dans bon nombre de régions, permettant ainsi aux énergies renouvelables de devenir

compétitives avec l'aide, si besoin, de subventions provenant de taxes sur l'énergie ou sur les énergies fossiles.

La question de la centralisation et de la taille des systèmes visés

En France, la production est centralisée à partir d'unités de production de très grande taille et la majeure partie des efforts de Recherche et Développement pour la production d'électricité est concentrée sur des systèmes de grande échelle. Or les expériences autrichiennes, finlandaises, suédoises et danoises montrent qu'il est souvent préférable de commencer à se concentrer sur la production d'électricité à petite échelle à partir de paille ou de rémanents et résidus forestiers. De la sorte, les risques associés aux investissements sont moindres et la demande commerciale la plus immédiate pour des systèmes de 15 kWe à 5 MWe est satisfaite. Dans un deuxième temps et une fois la démonstration du bon fonctionnement de ces systèmes, il pourra être envisagé de s'intéres-

ser à des systèmes plus étendus profitant de l'expérience tirée du passé.

Le rôle de la diffusion de l'information et des expériences, les transferts de technologies et la création de bases de données fiables ont à ce titre une grande importance.

L'action du gouvernement

Plus que d'ordre technique, les obstacles à la pénétration des énergies renouvelables sont bien souvent d'ordre politique et institutionnel.

Lorsque les investisseurs potentiels se décident à s'engager financièrement dans la production d'énergie à partir de renouvelables, ils sont souvent découragés par le manque de continuité et de régularité des politiques gouvernementales concernant les énergies renouvelables. Dans ce contexte d'instabilité et de doute, les investissements sont faibles.

Par ailleurs le gouvernement devrait inciter le développement des énergies renouvelables en imposant, par exemple, à ses ministères l'utilisation d'énergie produite à partir de sources renouvelables.

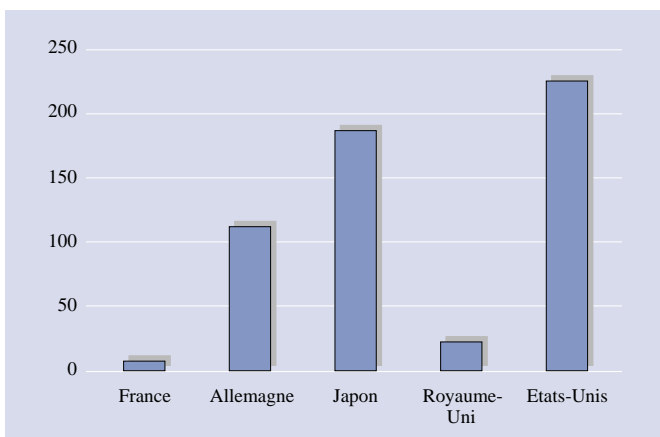
Enfin, le gouvernement peut soutenir et stimuler le développement des énergies renouvelables en s'engageant dans le financement de programmes de recherche et développement. Le rapport Souviron indique que la France a pris à cet égard, un retard considérable vis à vis de ses partenaires européens (Figure 25).

Lier politique énergétique, politique agricole et politique d'aménagement du territoire.

Les projets de mise en jachère d'importantes superficies décidés par la Communauté Européenne conduisent à s'interroger sur le

Figure 25 : Budget de R&D publique pour les énergies renouvelables en 1993 (millions de \$)

Source : Rapport Souviron



devenir des terres, des agriculteurs et plus globalement de l'aménagement de notre territoire dont la tendance est, depuis quelques années déjà, à l'exode rural et au surpeuplement des villes.

De 1958 à 1990, l'agriculture européenne a perdu 14 millions d'emplois et les disparités n'ont cessé de s'accroître. Aussi, l'une des solutions envisagée pour tenter de retenir les exploitants dans leur région et pour éviter la dégradation des terres et des paysages, est l'utilisation de ces terrains pour la production de produits à finalité énergétique (blé ou betterave pour la fabrication de bio-carburants ou encore rémanents et résidus forestiers pour la production de chaleur et/ou d'électricité). Dans cet ordre d'idées, la production d'énergie à partir de biomasse ou de vent pourrait être incorporée aux plans d'utilisation des sols. Quoiqu'il en soit, les solutions devront très probablement être locales et diversifiées afin de permettre à la fois la valorisation des ressources et la création d'emplois.

D'autre part, il pourrait exister une synergie entre ces trois secteurs qui, si elle était bien utilisée, serait bénéfique à chacun. Selon A. Riedecker : *"l'installation d'unités de conversion de la biomasse en bio-énergie (chaleur, électricité ou carburant) pourrait sans doute faciliter la gestion des espaces ruraux, des forêts et des savanes, tout en aidant à intensifier l'agriculture"*. Mais pour développer de façon intégrée l'agriculture et l'énergie, il faut, selon lui, commencer par se doter de plans et de scénarios de développement local et connaître précisément les débouchés.

Non prise en compte des externalités

Une externalité ou effet externe est défini comme ce qui affecte la fonction d'utilité ou

de production des agents économiques distincts sans que ces effets ne soient traduisibles sur le marché en terme monétaire. Il existe des externalités positives et des externalités négatives mais quel qu'il soit, un effet externe est source de non optimalité dans l'allocation des ressources puisqu'il se caractérise par une absence de signal-prix susceptible d'être intégré dans les calculs économiques des agents. Ce signal-prix s'il existe, doit traduire la valeur attribuée à l'environnement. Or, la difficulté réside précisément dans l'évaluation monétaire de l'environnement. Les émissions de polluants liés à la production d'énergie à partir de sources fossiles ou encore le problème de traitement des déchets de longue vie d'origine nucléaire (externalités négatives) ne sont pas ou peu pris en compte. Ces effets externes néfastes devraient être valorisés et intégrés dans le coût de production, sous forme de taxes par exemple, afin de refléter réellement le juste prix. Dans le même ordre d'idées, la production d'énergie à partir de sources renouvelables devrait bénéficier d'aides financières, de subventions ou d'aides à l'investissement pour prendre en compte les externalités positives qu'elle engendre au sein de la collectivité.

Tandis que les Etats-Unis et les pays scandinaves ont mené des efforts en ce sens (voir la troisième partie), la France n'a pas pris dans ce domaine de mesures significatives.

Par les gains ou les coûts supplémentaires imprévus qu'ils apportent, les effets externes faussent les calculs d'optimisation des agents économiques rationnels et sont sources de mauvaise allocation des ressources. L'internationalisation, la prise en compte et la répercussion en terme de prix de ces effets peut se faire au moyen de divers instruments.

*Les instruments d'internalisation**Réglementations et normes*

Une réglementation est une obligation juridique de faire ou de ne pas faire, décidée par la puissance publique, et qui, si elle n'est pas respectée est sanctionnée pénalement. La réglementation a souvent pour objectif de défendre et protéger l'environnement par la mise en place :

- de normes sur la qualité de l'air ou de l'eau ;
- d'interdictions portant sur l'usage de certains combustibles à haute teneur en soufre ;
- d'obligation d'adopter certains équipements ou techniques anti-pollution (pots catalytiques, filtres).

L'ensemble des lois, présentées ci-dessous, ont contribué de manière efficace au développement des installations fonctionnant à partir de biomasse :

- ▶ Loi pour l'air propre aux U.S.A. : le "Clean Air Act" dont l'objectif était la réduction des émissions de monoxyde de carbone;
- ▶ Lois obligeant les sociétés publiques de distribution à acheter l'électricité des producteurs indépendants à un tarif favorable :
 - en Italie, 22 projets de production d'électricité à partir de biomasse ont été acceptés par la société nationale de distribution d'électricité E.N.E.L. entre 1993 et 1994. Cette loi a favorisé l'apparition d'unités de 1 à 10 MW ;
 - au Portugal, une loi votée en 1988 a imposé l'achat d'électricité produite par les producteurs indépendants à un prix

garanti par E.D.P. (société nationale de distribution portugaise) ;

- en Allemagne, une loi impose aux compagnies d'électricité d'acheter l'électricité d'origine renouvelable à un prix supérieur à celui de l'électricité produite à partir de ressources fossiles ;
- aux U.S.A., la loi P.U.R.P.A. (Public Utilities Regulatory Policies Act), votée en 1978, a permis une augmentation de la capacité de production des petits producteurs de 200 MW en 1979 à 8875 MW en 1994 dont 6100 MW à partir de bois.

▶ Loi obligeant les compagnies d'électricité à produire une partie de l'électricité à partir de ressources non fossiles : en Grande-Bretagne, loi N.F.F.O. - Non Fossil Fuel Obligation (Source : C. de Silguy).

Si ces mesures ont pour la plupart été favorables aux énergies renouvelables, le caractère non incitatif des normes peut toutefois présenter un désavantage dont il faut se méfier. "Un pollueur sera d'autant moins incité à faire spontanément mieux que la norme qu'il craindra un effet de cliquet de la part des pouvoirs publics qui seront tentés d'entériner le progrès technologique par un renforcement général des normes. Un système de normes va avoir tendance à pérenniser un état donné de la technique, celui qui a servi à l'établissement de la norme" (Barde, 1992).

La taxe Pigouvienne

L'intervention de l'Etat devient nécessaire avec la mise en place d'une taxe lorsque

les libres forces du marché ne sont plus en mesure de jouer leur rôle régulateur. Le principe de la taxe repose sur la nécessité d'envoyer un signal-prix reflétant la perte de valeur de l'environnement qu'inflige la production d'énergie à partir de sources fossiles ou nucléaires à l'ensemble de la collectivité. L'internalisation s'effectue selon le principe pollueur-payeur. Le coût de production de l'entreprise polluante est augmenté d'un certain montant (taxe) de sorte à prendre en compte le coût social de son activité. Selon Pigou, "le montant de cette taxe pourra résulter d'une analyse coûts-avantages et pourra être déterminé par l'intersection des courbes de coût social marginal et de profit marginal". Mais cette méthode théorique est, selon F.D. Vivien, difficile à appliquer en raison de l'imperfection de l'information concernant le comportement des agents et leurs fonctions de coûts. Plus généralement, les systèmes de taxes auront pour objectif de trouver les moyens de financer des mesures de protection de l'environnement ou de subventionner la production d'énergie à partir de sources renouvelables (comme c'est le cas au Danemark ou en Suède) et non de "corriger, à la manière Pigouviennne, la désadéquation entre les coûts privés et les coûts collectifs des activités économiques" (F.D. Vivien). Autrement dit, il existe deux types de taxes, celle dont l'objectif est de donner un signal-prix et celle dont l'affectation servira à financer la mise en place de mesures allant dans le sens d'une amélioration de la protection de l'environnement.

Les marchés de droits à polluer

Ces marchés sont organisés et surveillés par l'Etat. "L'Etat fixe le niveau de pollution acceptable et procède à la répartition des droits à polluer soit par une vente à prix fixe, soit par leur mise aux enchères, soit au prorata de la production des entreprises concernées. Une fois les règles de négociation précisées, les firmes pourront procéder à des échanges de droits à polluer.

Les entreprises très performantes dans la lutte anti-pollution vendent leurs droits aux firmes qui le sont le moins et le prix de vente du droit variera en fonction de la confrontation de l'offre et de la demande. *"L'avantage de ce système consiste dans le fait que, contrairement au système de taxation, il ne nécessite pas la connaissance de la courbe des dommages mais seulement de celle des coûts de dépollution qui est souvent plus facile à établir. Le problème pratique du système est le respect de la règle "pas de pollution sans titre", c'est à dire que l'autorité en charge du système puisse s'assurer en permanence qu'aucune pollution n'est déversée sans possession des bons correspondants. Ce contrôle peut entraîner des coûts élevés de gestion"* (S.Faucheux). Par ailleurs, ce principe est difficilement applicable au phénomène d'effet de serre, phénomène global, qui implique que les droits à polluer soient définis au niveau mondial et non plus au niveau local. Comment, dans ces conditions, définir et imposer un niveau d'émission "acceptable" par chacun des pays ?

Manque d'organisation de la filière bois

Plus que d'une insuffisante exploitation de la forêt, c'est d'une mauvaise organisation de la filière bois-énergie dont on souffre en France. La France est l'un des pays les plus boisés d'Europe et est caractérisé par un grand nombre de petites exploitations forestières privées et dispersées inégalement sur l'ensemble du territoire. Si cette caractéristique est souvent mise en avant pour justifier la difficulté de l'organisation de la filière, l'étude de l'organisation de la filière bois en Autriche (pays dont la structure forestière est très similaire à la structure forestière française), permet de controverser cet a priori.

En France, il y a un grand nombre d'acteurs, un manque d'information, une absence de communication, de concertation et de coordination ainsi qu'un manque de transparence. L'une des consé-

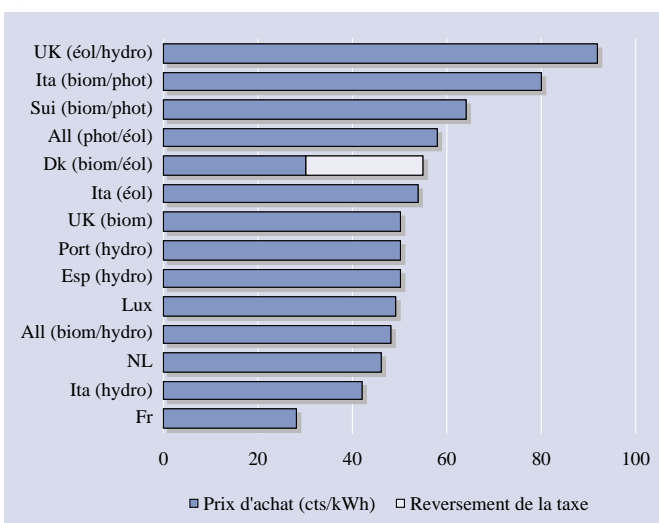
quences de ces lacunes est l'immobilisme des différents intervenants, mentionné par M.C Zelem dans "Les Cahiers du C.L.I.P/Le bois-énergie en France" : "*Les partenaires portent des jugements sur leurs démarches respectives sans mettre en cause les caractéristiques de leurs relations aux autres, ils s'attendent mutuellement et ne se rencontrent jamais là où ils l'escomptaient.*"

Au niveau politique, le décalage entre les choix adoptés par les ministères et les moyens accordés pour les réaliser, l'absence de programme bois-énergie à long terme, l'inexistence d'instance de contrôle sont autant de facteurs qui alimentent le doute et freinent la réalisation d'éventuelles actions.

Enfin et surtout, à la différence des Autrichiens qui ont commencé par travailler sur l'amélioration de l'image du bois dans l'idée de le faire accepter comme une énergie à part entière en impliquant tous les acteurs : exploitants forestiers, industriels et élus locaux, la France n'a, semble-t-il, pas encore pris conscience de l'importance d'impliquer tous les intervenants concernés (au niveau local particulièrement), pour parvenir à organiser et à développer dans les meilleures conditions possibles la filière.

Figure 26 : Prix d'achat de l'électricité aux producteurs indépendants

Source : Eurostat cité par le C.L.E.R. mai 1994.



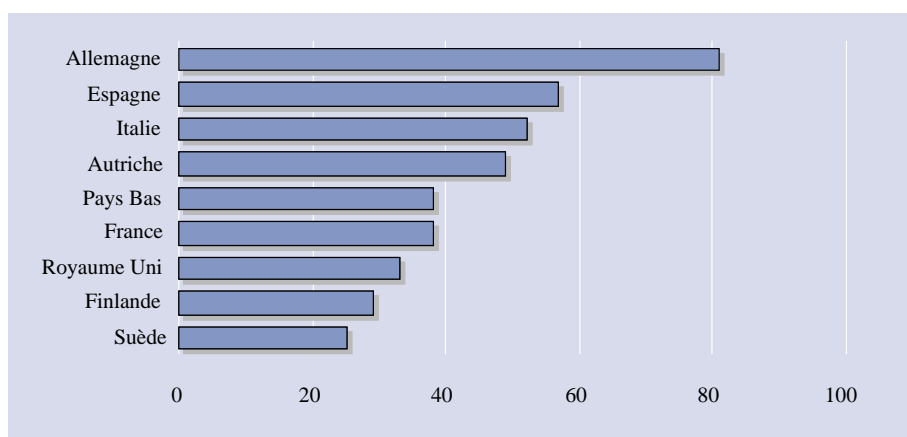
Faiblesse des coûts de rachat de l'électricité aux producteurs indépendants

Les tarifs d'achat (par les distributeurs) de l'électricité produite par des énergies renouvelables sont très différents d'un pays à l'autre et c'est en France qu'ils sont, de loin, les plus faibles (Figure 26). Le producteur autonome est rémunéré en

fonction de l'économie qu'il procure à E.D.F. en produisant de l'électricité à sa place. Cette économie, également appelée "coûts évités" porte d'une part sur les combustibles qu'E.D.F. n'a pas à brûler dans ses centrales et d'autre part sur les investissements en moyens de production et réseaux. Le problème est qu'E.D.F. est en situation de surcapacité et que de ce fait, tout achat d'électricité à des producteurs indépendants entraîne la mise à l'arrêt de ses propres centrales thermiques qui lui auraient procuré du courant à un coût marginal très faible.

La plupart des partenaires européens de la France ont mis en place des prix de rachat spécifiques pour les énergies renouvelables afin de favoriser leur développement et de prendre en compte l'effet bénéfique que leur utilisation peut avoir en terme d'environnement et de développement local. La France avec un coût de rachat de 28 centimes/kWh, coût très inférieur au coût de production interdit tout espoir de développement de ces énergies. Pourtant, le rapport Souviron laisse entrevoir la possibilité

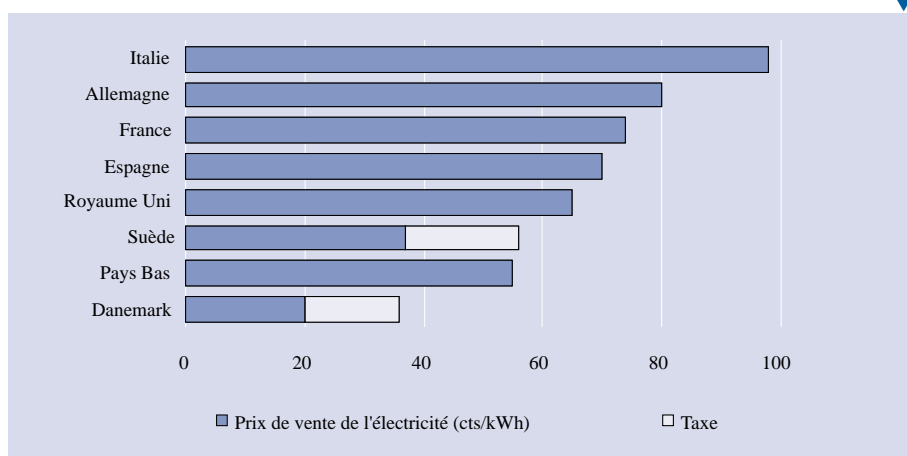
d'un changement de cap : "Diversité et production locale doivent être encouragées, pour quatre séries de raisons : la production décentralisée peut, parfois, s'avérer économiquement favorable, d'autant qu'elle permet d'économiser un réseau électrique de plus en plus coûteux ; elle est souvent favorable au regard de l'environnement ; elle permet la valorisation d'énergies fatales (incinération des



Sources : • Novem, "Internationale tarief-vergelijking 1993",
• Nutek, "Energy in Sweden 1995"
• National Utility Service 1995.

Figure 27 : Prix de vente de l'électricité dans le secteur de l'industrie (consommation moyenne d'environ 45000 kWh/mois)

Figure 28 : Prix de vente de l'électricité dans le secteur domestique (7500 kWh/an dont 1/3 H.creuses)



déchets) ; enfin, elle offre une plus grande souplesse d'adaptation dans un contexte incertain (il faut 10 ans pour construire une centrale nucléaire, beaucoup moins pour construire une installation décentralisée). La diversité passe notamment par la promotion des énergies renouvelables et de la cogénération.

Dans cette voie, deux pistes doivent être privilégiées : l'examen systématique d'alternatives au renforcement des réseaux électriques et la révision des conditions de rachat de l'électricité par E.D.F."

Ce rapport a eu notamment pour conséquence d'engager une étude sur une révision à la hausse des coûts de rachat de l'électricité, travail dont les résultats seront rendus publics mi-1996.

En Grande-Bretagne, Allemagne, Danemark, Suède ou Suisse, la volonté d'encourager le développement des éner-

gies renouvelables est clairement affichée avec des coûts de rachat supérieurs à 50 centimes/kWh et pouvant aller à plus de 90 centimes/kWh. Dans ces pays, taxes, aides fiscales, aides financières à l'investissement, subventions, réglementations sont autant d'instruments mis en place et qui marquent la volonté politique de ces pays de modifier la structure de leurs consommations d'énergies au profit des sources renouvelables. Par ailleurs, il est important de noter que le coût de rachat élevé de l'électricité au Royaume Uni et au Danemark n'empêche pas ces deux pays d'avoir aussi les prix de vente les plus bas d'Europe tandis que la France occupe une place médiocre vis à vis de ses partenaires quant au prix de l'électricité vendue aux particuliers (tableaux 27 et 28).

La politique incitative à la production d'énergie à partir de biomasse au Danemark

Les stratégies de réduction du CO₂ sont devenues un centre principal d'intérêt de la politique danoise de l'énergie. Aujourd'hui la biomasse fournit 6 % de la consommation brute d'énergie mais ce, principalement dans le secteur du chauffage. La production d'électricité à partir de biomasse est donc désormais devenue un objectif majeur et les compagnies danoises ont, dès 1986, investi lourdement pour développer des technologies efficaces.

Un nombre non négligeable d'installations de taille moyenne sont déjà en fonctionnement et le programme de Recherche et Développement pour la production d'électricité à partir de biomasse est en progrès. Un accord politique pris par le parlement danois en juin 1993 stipule que 1,2 million de tonnes de paille et 200 000 tonnes de bois devraient être utilisées pour la production d'électricité avant l'an 2000. Afin d'atteindre cet objectif un certain nombre de difficultés devront être réso-

lues, difficultés qui nécessiteront dans les années à venir une coopération constante entre toutes les parties concernées.

Dans le cadre de l'engagement pris par le gouvernement danois de réduction des émissions de CO₂, les deux principales compagnies d'électricité danoise Elsam et Elkraft se sont unies pour formuler un plan d'action "Bio-énergie" dont l'objectif premier est d'accroître l'utilisation de biomasse en tant que source d'énergie neutre du point de vue des émissions de CO₂.

L'ensemble de ce qui suit décrit les expériences, les barrières institutionnelles, techniques, et économiques ainsi que les perspectives d'utilisation accrue de biomasse dans le secteur de l'offre d'énergie.

La stratégie des compagnies d'électricité danoises

Les compagnies d'électricité sont responsables d'environ la moitié des émissions de CO₂ comme le montre la figure 29.

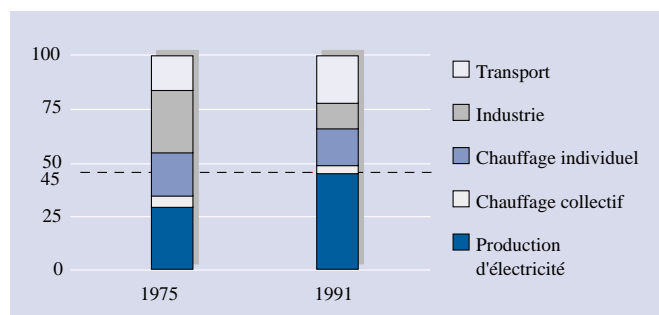
Dans leur plan de développement de 1992-1993, les compagnies d'électricité ont donné un aperçu de leur stratégie, avec pour principal objectif de fournir une offre fiable, compétitive et de bonne qualité tant dans le domaine de la production d'électricité que de la production combinée de chaleur et d'électricité. Parallèlement ces compagnies se sont engagées à respecter au mieux les contraintes environnementales en acceptant y compris les nouvelles contraintes imposées par la volonté de réduction des émissions de CO₂, NO_x et SO₂. Enfin, un autre objectif est affiché : celui de faire

en sorte que toutes les actions futures des compagnies d'électricité soient conçues dans une perspective de long terme et en accord avec les priorités gouvernementales de politique de l'énergie et de l'environnement.

Pour atteindre ces objectifs, les compagnies d'électricité vont travailler à l'amélioration de la coordination et de la planification de la production d'électricité et de chaleur. Plus concrètement, les stratégies de réduction des émissions de CO₂ consisteront :

- à accroître le nombre de C.H.P. : dans le futur, la production d'électricité devra, à chaque fois que cela est possible, être combinée à la production de chaleur. Les futures installations de cogénération devront avoir de hauts rendements électriques, de façon à produire le maximum d'électricité possible pour un marché donné de chaleur. Les projets de développement des C.H.P. comprennent les unités de cogénération centralisées et décentralisées ;
- énergie éolienne : un premier accord de 100 MW a été pris en 1985 suivi d'un second de 100 MW supplémentaire en 1990 ;

Figure 29 : Emissions de CO₂ selon les secteurs de l'énergie (en %)



• combustibles : Le choix des différents combustibles sera fait en tenant compte de l'objectif principal qui est de garantir la compétitivité, la flexibilité et la fiabilité de l'approvisionnement dans le système tout en respectant les objectifs environnementaux. Les possibilités d'utilisation de la biomasse devront être accrues et améliorées, et dans ce contexte un plan d'action "bioénergie" entrepris par Elkraft en partenariat avec Elsam, a été défini dans les grandes lignes, préparant ainsi le terrain pour l'utilisation de biomasse à grande échelle en installations centralisées.

Les ressources en biomasse du Danemark

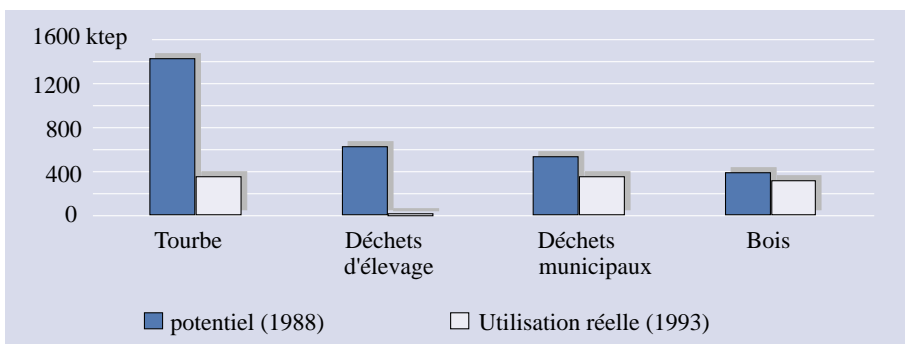
Les quantités de biomasse disponibles pour la production d'énergie sont évaluées à environ 127 PJ (soit 3 Mtep), ce qui représente 16 % du total de la consommation brute d'énergie au Danemark. La biomasse fournie 6 % de la consommation, plus particulièrement dans le secteur du chauffage avec 30 000 petits fourneaux à paille, 25 installations de chauffage urbain à partir de bois,

60 installations de combustion de paille et 7 petites installations de cogénération. Elkraft estime que 75 % des quantités disponibles de bois et de déchets municipaux solides sont actuellement utilisés à des fins énergétiques. Le potentiel très important de paille ne serait utilisé qu'à 30 % de ses possibilités (Figure 30).

Suivant la réforme de la Politique Agricole Commune de 1992, un projet de mise en jachère de 15 % des terres cultivables a été décidé laissant de ce fait de larges surfaces disponibles pour la production de produits non-alimentaires. Cette orientation devrait donc potentiellement accroître la quantité de biomasse disponible. En supposant que les surfaces en friche soient utilisées pour la production de cultures énergétiques, cela apporterait un potentiel supplémentaire de 330 Ktep, ce qui porterait le potentiel danois total à 3,34 Mtep. La production de cultures énergétiques a reçu une attention toute particulière dans bon nombre de pays et plusieurs projets impliquant la production de peupliers, de saules, de miscanthus ou encore de colza ont été entrepris dans l'ensemble des pays de la communauté. La politique danoise a préféré l'utilisation des rémanents et résidus forestiers déjà disponibles, plutôt que de produire de nouvelles sources de biomasse.

En conclusion, le potentiel énergétique de la biomasse est significatif. Néanmoins, comparée au charbon, première source de combustible utilisée par les danois, la biomasse est une ressource plus complexe

Figure 30 : Potentiel énergétique et utilisation réelle de la biomasse



qui, exception faite de ses atouts évidents relatifs aux émissions de CO₂, pose encore un certain nombre de problèmes. D'un point de vue pratique, la biomasse est une ressource hétérogène et inégalement répartie géographiquement. Sa production varie d'années en années et les changements envisagés dans les projets agricoles à venir risquent d'avoir de lourds effets sur l'offre de long terme.

Le programme d'installations décentralisées en cogénération

En 1986 un premier accord est signé et stipule que les compagnies d'électricité devront établir l'équivalent d'un total de 450 MW de petites installations en cogénération, toutes alimentées en sources d'énergie nationales (gaz naturel, biomasse ou déchets municipaux solides).

En mars 1990, sur la base du plan "ENERGIE 2000", le précédent accord est étendu et un plan détaillé pour la conversion de 330 installations de chauffage de district en petites installations de cogénération est décidé.

Jusqu'à ce jour, Elkraft et Elsam ont commandé 15 installations pour une capacité totale de 143 MW (9 d'entre elles sont alimentées par de la paille ou du bois et les 6 autres par des déchets solides). Les investissements engagés pour cette opération ont dépassé 3 milliards de DKK (soit 2,61 milliards de francs).

Utilisation de la biomasse dans des installations centralisées

En conséquence des limites rencontrées pour le développement des petites installations

de cogénération décentralisées (économies d'échelle difficiles), l'accent est désormais mis sur les possibilités d'augmenter l'échelle des installations fonctionnant à partir de biomasse. Les actions passées, présentes et futures concernant ce domaine sont présentées ci-dessous.

Recherche et développement jusqu'à aujourd'hui

Les compagnies d'électricité ont déjà entrepris des efforts de recherche et développement significatifs accompagnés de tests sur l'utilisation de mélange de biomasse et charbon dans les installations.

Le plan d'action "Bioénergie"

En 1992, Elsam et Elkraft se sont associées pour proposer un nouveau plan d'action dont le principal objectif a été d'améliorer les étapes de collecte, de transport et de combustion des résidus afin de permettre un usage massif de la biomasse dans des installations centralisées au charbon. En juin 1993, le parlement danois a décidé d'accroître l'utilisation de biomasse jusqu'à 1,2 million de tonnes de paille et 0,2 million de tonnes de bois avant l'an 2000. Cela correspond à environ 480 Ktep ou encore 7 à 8 % du total des combustibles utilisés par les compagnies.

Le plan "ENERGIE 2000"

La réalisation des objectifs de ce plan est prévue pour 2005 et l'ensemble des changements qui doivent avoir lieu sont basés sur l'année de référence : 1988.

- Réduction de la consommation d'énergie de 15% ;
- augmentation de la consommation de gaz naturel de 170% ;

- augmentation de la consommation d'énergies renouvelables de 100% ;
- diminution de la consommation de charbon de 45% ;
- diminution de la consommation de pétrole de 40% ;
- diminution des émissions de CO₂ d'au moins 20% ;
- diminution des émissions de SO₂ de 60% ;
- diminution des émissions de NO_x de 50%.

L'ensemble de ces objectifs pourront être atteints grâce à la conversion massive des installations existantes en installations combinées de chaleur et d'électricité alimentées par biomasse ou gaz naturel. Cette conversion ne sera possible qu'avec la mise en place d'un certain nombre de programmes d'actions (le Biogas Action Programm, l'U.V.E. Programm ou encore l'E.P.F. Programm) et de réglementations (lois sur les émissions de polluants).

Le "Biogas Action Programm"

En automne 1986, le ministre danois de l'énergie, aidé par les ministres de l'agriculture et de l'environnement, crée un comité de coordination dont le rôle est de planifier et d'impulser un programme d'action visant au développement d'installations centralisées de biogaz. Plus concrètement, ce comité entreprend quatre types de mesures :

- série de tests concernant des installations déjà existantes et réalisation de projets de démonstration ;
- suivi et évaluation des actions avec pour but de répertorier les avantages et désavantages liés à la généralisation d'installations centralisées de biogaz dans les secteurs de l'énergie, de l'environnement et de l'agriculture ;

- actions d'information pour assurer que l'expérience acquise durant la période de réalisation du programme soit partagée et diffusée auprès des industriels, des agriculteurs, des autorités locales et régionales et des compagnies d'électricité ;

• actions de Recherche et Développement. Le programme d'action a ainsi permis de mettre en place 9 installations de démonstration et en juin 1991, le comité de coordination a publié son rapport final avec les conclusions suivantes : les économies réalisées dans le domaine des installations centralisées de biogaz ont considérablement progressées et si ces progrès continuent, il devrait être prochainement possible d'établir des installations rentables de ce type sans la contribution d'aides publiques.

Le programme U.V.E.

(Udvalget for Biomasse Energiformal).

Le "Comité pour la production d'énergie à partir de biomasse" a été créé durant l'été 91 pour agir en tant que "corps consultant". Son rôle a essentiellement consisté à faire des calculs sur la consommation de biomasse pour différents rythmes d'accroissement des installations : lent, modéré et rapide.

Enfin, ce comité a également eu pour mission de diffuser la connaissance, l'information et les conseils nécessaires pour surmonter les obstacles (droit à des aides directes, subventions, etc).

Le programme E.F.P. (Energiministeriels Forsknings Programms).

Programme pour la Recherche et le Développement sur l'énergie. Ce programme est divisé en 11 secteurs dont 2 sont réservés à la recherche sur la biomasse : le premier concerne les possi-

bilités d'utilisation de la biomasse à des fins énergétiques, le second se concentre davantage sur les aspects technologiques (gazéificateurs, optimisation des procédés de combustion).

Les lois sur le CO₂

Le 15 mai 92, les lois concernant la taxe sur le CO₂ devenaient effectives. Depuis ce jour, les compagnies ainsi que les consommateurs privés sont taxés non plus seulement sur les énergies (pétrole, charbon, électricité) mais aussi sur les émissions de polluants. Résultat : le charbon est plus cher qu'auparavant tandis que le gaz naturel est moins coûteux. Ce réajustement s'est donc fait dans l'idée d'accroître les consommations de gaz naturel au détriment du charbon et, dans une moindre mesure, du pétrole. Trois types de lois sur le CO₂ existent à ce jour, dont 2 bénéficient tout spécialement à la biomasse :

► La loi d'aide pour la production d'électricité (n° 944 / 1991). Une subvention de 10 ore/kWh (9,3 centimes/kWh) est versée aux installations décentralisées fonctionnant à partir de gaz naturel ou d'énergies renouvelables. L'électricité produite à partir d'éolienne, de biomasse ou d'hydraulique est subventionnée plus encore avec 17 ore/kWh. La subvention est alors conditionnée par l'offre d'électricité au réseau de distribution.

► Subvention d'Etat, Aide à l'investissement. Cette subvention s'adresse à toutes les installations au charbon qui sont transformées en installations fonctionnant à partir de biomasse ainsi qu'à toute nouvelle installation de biomasse. La subvention s'élève au maximum à 50% des investissements nécessaires.

Construction des prix de rachat et taxes

En ce qui concerne le système de taxation, le Danemark, tout comme la Suède, distingue le secteur de l'industrie du secteur domestique. Pour ne pas pénaliser son industrie vis à vis des concurrents étrangers (non soumis à une taxe sur l'énergie) et pour éviter les foudres du lobby industriel danois, le gouvernement a choisi de faire supporter la majeure partie des taxes par le secteur domestique (l'industrie ne paie pas de taxe sur l'énergie et paie une taxe sur le CO₂ 50 % inférieure à celle payée par le secteur domestique). L'ensemble de ces taxes permet de subventionner les énergies renouvelables et, dans une moindre mesure, le gaz naturel. Ainsi, l'électricité produite à partir de biomasse est subventionnée à hauteur de 24 centimes/kWh. Sur ces 24 centimes, 9 proviennent de la taxe sur le CO₂ et 15 sont issus de la taxe sur l'énergie.

De la sorte, le coût de rachat de l'électricité aux producteurs indépendants s'élève à 54 cts/kWh (soit 30 cts de prix de base auxquels on ajoute les 24 centimes de la taxe).

Enfin, le système danois, subventionne la production d'énergie à partir de gaz naturel (plus polluant que la biomasse mais moins polluant que les autres énergies fossiles, charbon, fuel, pétrole) à hauteur de 9 cts/kWh. Le gaz naturel bénéficie donc seulement de la taxe sur le CO₂.

Conclusion

Des pays tels que l'Autriche ou la Suède auraient également pu faire l'objet de cette troisième partie, tant les mesures incitatives et la politique volontariste existant dans ces pays sont à l'origine d'un accroissement de la production d'énergie à partir de bois. Bien que propres à chacun de ces trois pays, les politiques engagées ont toutes pour point commun celui de s'être appuyées sur le rôle prépondérant et moteur des régions et d'avoir pris conscience de la nécessité d'impliquer tous les acteurs concernés afin de faire accepter la biomasse comme une énergie à part entière, au même titre que les autres.

Sans même faire référence aux avantages réels que sont des coûts de rachat de l'électricité aux producteurs indépendants plus élevés et des systèmes de taxation sur le CO₂ favorables aux énergies renouvelables, la seule amélioration de l'organisation de la filière bois explique la progression du bois énergie dans ces pays. Parallèlement, on peut noter la volonté clairement affichée des gouvernements d'atteindre un double objectif : celui d'utiliser au maximum les ressources nationales et renouvelables et celui de respecter les contraintes environnementales de réduction des émissions de CO₂, NO_x et SO₂.

En France, l'avancée de certaines régions en

matière de bois énergie ne s'explique pas seulement par l'existence d'une ressource abondante mais surtout par la création de véritables réseaux. Reste que trop souvent la progression du bois énergie est découragée par le manque de régularité et de continuité des politiques engagées. Les programmes doivent être des programmes de long terme afin de rassurer les investisseurs potentiels et éviter l'arrêt d'opérations en cours à chaque changement de majorité. Au niveau national, une révision des conditions de rachat de l'électricité est en cours qui devrait conduire à une situation moins dissuasive que précédemment pour les producteurs indépendants d'électricité. Reste également à tenter de modifier le taux de T.V.A. sur le bois énergie élevé et défavorable à son utilisation. Enfin, ajoutons que la prise en compte des externalités positives suivantes, indépendance énergétique, diminution des émissions de polluants, valorisation des terres laissées en jachères, maintien ou création d'emplois au niveau local, amélioration et renforcement de toute la filière bois et diminution des incendies de forêts, permises par la production d'énergie à partir de bois serait justifiée et permettrait à l'énergie bois de devenir plus concurrentielle.

Conclusion

En terme de rentabilité économique, le coût de production d'électricité à partir de bois de 40 à 70 cts/kWhe en cogénération et de 53 à 81 cts/kWhe pour la production d'électricité seule, selon les divers paramètres retenus) demeure, encore élevé vis à vis du coût du kWhe produit à partir de nucléaire (24,1 à 25,8 cts), de charbon (28,8 à 34,8) ou de gaz naturel (29,4 à 35,7), surtout lorsqu'il s'agit de production d'électricité seule. En outre, l'insuffisance et le manque de continuité des programmes de R & D, le manque de coordination et de synergie entre les secteurs de l'énergie, de l'agriculture et de l'environnement, l'absence totale de maîtrise du marché des turbines pour la gazéification de la biomasse liée au manque de politique industrielle volontariste, la faiblesse des coûts de rachat de l'électricité aux producteurs indépendants, le caractère très centralisé du système énergétique français et le manque d'organisation de la filière bois sont autant de facteurs qui freinent le développement de la production d'électricité à partir de bois.

Pourtant, si tous ces éléments semblent jouer en défaveur de ce type de production d'électricité, d'autres sont encourageants.

En effet, l'intérêt grandissant et les efforts de recherche réalisés dans ce domaine, aux Etats-Unis et dans les pays scandinaves, notamment, ont déjà permis une amélioration significative des rendements ainsi que l'élimination d'obstacles techniques tels que l'épuration des gaz, même si cette étape pèse encore lourdement dans les coûts. Les progrès réalisés et la marge future de progression témoignent de la vivacité de cette branche et permettent d'espérer de nouvelles réductions des coûts d'investissement et de production du kWhe. Dans certaines régions françaises, telles que Midi-Pyrénées, Aquitaine ou Basse-Normandie, la création d'associations regroupant l'ensemble des acteurs de la filière bois a permis, grâce à la motivation et à la persévérance d'individus initialement isolés, d'améliorer considérablement l'organisation de la filière. Aussi, le dynamisme de ces régions et leur intérêt grandissant pour le bois énergie permettent d'espérer une généralisation de ce

type d'expériences au niveau national. Par ailleurs, un raisonnement en terme de rentabilité globale et non plus de rentabilité économique stricto sensu, fait apparaître un certain nombre d'avantages, qui, s'ils étaient internalisés, permettraient probablement à la production d'électricité à partir de bois de devenir concurrentielle. L'indépendance énergétique sur le plan économique, la diminution des émissions de polluants sur le plan environnemental, la valorisation des terres laissées en jachère sur le plan agricole ou encore le maintien ou la création d'emplois sur le plan social, sont autant d'atouts qui mériteraient d'être considérés.

Autrement dit, sans aller jusqu'à étendre la production d'électricité à partir de biomasse à l'ensemble d'un territoire national, il n'apparaît pas déraisonnable de penser qu'au niveau local et sous certaines conditions (telles que la réalisation d'efforts en matière d'organisation de la filière, par exemple), la production d'électricité à partir de bois puisse être une alternative ou un complément intéressant. Enfin, comme cela a déjà été fait au Danemark, en Suède ou en Finlande, la révision des prix de rachat de l'électricité, la mise en place de mesures incitatives et de politiques de soutien et la création d'une taxe sur les énergies fossiles devraient faciliter le développement de ce type de production d'énergie.

