

Etude 4

LES ENERGIES RENOUVELABLES

Georges Dupont-Roc

Total

1. Le contexte global

1.1 Le développement durable

En 1986 la Commission Brundtlandt a formalisé le concept du développement durable et l'a défini en ces termes : - « satisfaire les besoins du présent sans hypothéquer la capacité des générations futures à satisfaire leurs propres besoins ». Ceci nécessite de gérer l'équilibre entre le développement économique, l'équité sociale et la protection de l'environnement, aussi bien dans les pays de l'OCDE, que ceux en transition ou en développement. Parti des pays nordiques et anglo-saxons, le thème du développement durable atteint progressivement les autres pays d'Europe et certains pays d'Amérique latine. Près de 2 000 compagnies ont souscrit au principe du développement durable en signant la Charte pour le développement durable de la Chambre de commerce internationale.

Implicitement, le concept implique une obligation de s'intéresser au développement de nouvelles sources d'énergie et de minimiser les rejets affectant l'environnement. Les combustibles fossiles ont fourni et fourniront

- Les énergies renouvelables -

encore pendant de nombreuses années une contribution essentielle au développement économique et au bien-être de l'humanité, mais sont perçus par beaucoup comme une ressource finie et économiquement limitée. En outre, l'usage des combustibles et carburants peut détériorer l'environnement local, et contribuer aux émissions liées à la possibilité d'un changement climatique.

De nombreux travaux de prospective (IIASA, CME, AIE, Shell) ont montré que pour assurer la prospérité économique des huit milliards d'habitants de la planète à l'horizon 2030, il était nécessaire de développer de nouvelles sources d'énergie. A cet horizon, il existe bien sûr une grande incertitude sur la part de marché de chacune des sources existantes et nouvelles et la structure du marché. Pour la génération d'électricité et de chaleur, les énergies renouvelables et les systèmes décentralisés pourraient compléter les énergies et systèmes traditionnels. En outre de nouvelles chaînes combustibles pourraient émerger. *Un système énergétique durable devra intégrer des sources d'énergies renouvelables et des chaînes combustibles à faibles émissions, accessibles à des coûts acceptables.*

L'histoire a montré que la mise en place de nouvelles infrastructures énergétiques prend plusieurs décennies. La part de marché de nouvelles sources d'énergie primaire s'accroît au mieux de 0,5 % par an. C'est donc dès maintenant qu'il faut s'y intéresser si l'on veut participer à leur décollage. Pour certains il s'agit encore d'une vision floue et lointaine, pour d'autres c'est un domaine accessible, source d'opportunités commerciales. Au cours des dernières années, un certain nombre de grandes compagnies ont décidé de s'impliquer dans la commercialisation de ces nouvelles technologies et des produits associés. Shell, BP, Enron, BG, Alstom, ABB, Siemens, Framatome, Total-Fina-Elf, EDF, GDF ont toutes des activités dans ce domaine.

1.2 Les transitions du système énergétique

Sur de longues périodes, on a observé des changements structurels importants concernant les marchés de l'énergie, le type d'offres proposées aux clients, les infrastructures mises en œuvre et l'origine des ressources.

Au début du siècle, le charbon venait juste de dépasser le bois comme source d'énergie principale avec 55 % du marché et s'affichait comme la ressource dominante de l'avenir. Le pétrole atteignait 2 % de part de marché après 40 ans de développement chaotique et une image d'industrie précaire. Quarante années

plus tard il atteignait 25 %, permettant la mobilité terrestre et aérienne et donc la conquête du globe.

Les Etats-Unis comptaient 8 000 voitures en 1900 et 17 millions en 1925, une croissance annuelle de 30 %. La généralisation de la mobilité individuelle répondit essentiellement à un désir de liberté, satisfait grâce à un vecteur énergétique puissant, facile à mettre en œuvre, et au faible coût de la production des automobiles à la chaîne, aidé par l'accès généralisé au crédit individuel. Le développement de l'ensemble était soutenu par un cercle vertueux de progrès scientifiques et technologiques en mécanique, thermodynamique, métallurgie, et chimie des polymères.

En 1951 aux Etats-Unis, un pilote de 300 kWe prouva le concept de production d'électricité à partir de l'énergie nucléaire. En 1954, l'Atomic Energy Act encouragea l'industrie privée à développer, construire et opérer des centrales nucléaires. Dans les pays industrialisés, des programmes sponsorisés par les gouvernements permirent de tester de nombreux concepts. La taille des installations passa de 80 MWe à 400 MWe entre le début et la fin des années soixante, puis atteignit 900 MWe vers la mi-1970 et 1 300 MWe mi-1980. *La part du nucléaire, exprimée en énergie primaire, s'est accrue de 4 % à 11 % au cours des vingt dernières années, dans l'OCDE. Aujourd'hui la part des énergies renouvelables émergentes y est de 3,7 %, hydraulique exclue.*

La diversification des sources d'énergie est une caractéristique fondamentale de l'évolution du système énergétique depuis le début de la révolution industrielle. L'offre commerciale d'énergie renouvelable dans de nombreux segments du marché devrait contribuer à augmenter la diversité du système énergétique et donc sa robustesse, élargissant les choix du consommateur, du public et du législateur.

Dans certains états d'Europe et des Etats-Unis, de l'électricité « verte » d'origine renouvelable est proposée aux consommateurs depuis quelques années. En outre, certaines sociétés de petite transformation ou de services s'impliquent et cherchent à s'approvisionner en électricité « verte » pour communiquer sur le thème du développement durable. Avec l'ouverture du marché électrique, cette offre pourrait être couplée avec des systèmes de production décentralisée : co-génération de toute taille, micro-turbines et, à terme, piles à combustibles.

A long terme, il est peu probable que chacune des sources d'énergie renouvelable dépasse 10 % de l'approvisionnement mondial en énergie

- Les énergies renouvelables -

primaire, mais leur combinaison pourrait leur permettre d'atteindre 30 à 50 % du marché vers le milieu du siècle prochain.

1.3 Le cadre réglementaire

Dans de nombreux pays de l'OCDE ou en développement, les consommateurs, le public, les politiques et les décideurs ont montré une certaine sensibilité aux avantages que pourraient apporter les énergies renouvelables :

- la création de filières permettant de diversifier l'offre énergétique compte tenu des incertitudes à long terme concernant :
 - le rôle de l'énergie nucléaire et ses gains potentiels en productivité ;
 - le coût et les délais de commercialisation de nouvelles ressources de gaz, de plus en plus éloignées des marchés ; et leur sécurité d'approvisionnement ;
 - la réalité et l'intensité de l'effet de serre liées aux combustibles fossiles ;
- la création de nouvelles industries, présentant un potentiel d'exportation important, avec des effets positifs sur l'emploi, au niveau local et global ;
- des progrès notables de coût et de fiabilité dans certaines technologies clés permettant d'envisager une offre commerciale entre 5 et 10 ans, suivant les équipements et les besoins ; et pour certaines niches dès aujourd'hui ;
- l'apparition de processus techniques et commerciaux permettant de gérer efficacement un système énergétique décentralisé, minimisant ainsi les investissements et permettant de répondre soupagement à la croissance de la demande ;
- une réponse partielle à la nécessité économique, sociale et environnementale de progresser en direction de systèmes de développement durable, concernant en particulier la gestion des ressources (énergie, eau, air, forêts, agriculture, etc.), en intégrant des éléments de coûts supplémentaires ou évités.

Depuis 10 à 15 ans, différents systèmes de stimulations ont donc été mis en place, pour tenter de rapprocher les coûts des énergies renouvelables des prix du marché, et créer de nouvelles industries locales, avec un potentiel d'export. De nombreux pays offrent une subvention à l'investissement pouvant atteindre

35 %, voire 50 % pour la R & D ou un projet de démonstration, et un amortissement fiscal accéléré. *En France, l'article 39 a/b du code fiscal permet un amortissement immédiat des installations productrices d'énergie renouvelable.*

Aux Etats-Unis, au Japon, en Allemagne, en Italie, aux Pays-Bas, au Danemark, en Suède, la contribution publique aux budgets de R & D a été maintenue depuis de nombreuses années au niveau annuel d'environ 1 \$/habitant. En France il était de 0,1 \$/habitant en 1996 et atteignait 0,3 \$/habitant en 1999. En Californie et en Allemagne l'effort de R & D a été couplé à un programme de stimulation de marché assez agressif.

Pour être effectifs, les systèmes de stimulation nécessitent un engagement à long terme de la part du public, de ses représentants politiques, des autorités régulatrices, des industriels et des consommateurs. Ils ont pour cadre une aspiration quantifiée : 80 GWe d'éolien aux Etats-Unis en 2020 ou 10 % d'électricité renouvelable au Royaume-Uni en 2010. Parfois l'approche est directive, fixant des taux de progression de part de marché ou des objectifs de volume obligatoire pour une date donnée (Massachusetts, Texas, Pays-Bas).

Jusqu'à présent, les deux systèmes utilisés étaient soit une reprise garantie de l'énergie à un prix affiché, soit un processus de sélection par un système d'appel d'offre compétitif lancé par un organisme régulateur ou par l'opérateur national. Ces systèmes sont maintenant incompatibles avec la libéralisation du marché. De nouveaux systèmes, basés sur des mécanismes de marché, sont en cours de démonstration ou d'élaboration. Ils mettent en jeu l'étiquetage de l'origine de l'électricité et un premium accordé à l'électricité « verte », sur une base volontaire ou obligatoire.

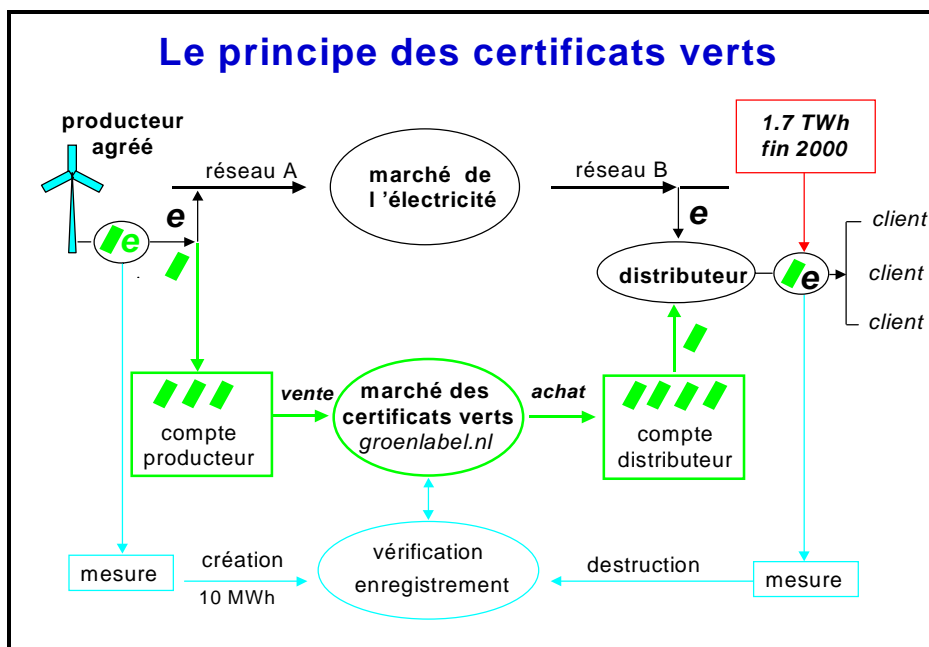
En Californie, le consommateur peut panacher son approvisionnement électrique en fonction de la source d'origine : charbon, gaz, nucléaire, grande hydraulique, renouvelables. Il utilise donc sa facture d'électricité pour exprimer des choix concernant l'énergie et l'environnement. Pour les énergies renouvelables choisies, il reçoit de l'Etat un crédit de 15 \$/MWh. Un budget de 540 \$ millions est prévu sur la période 1998-2001 pour encourager le développement commercial des énergies renouvelables.

En Europe du Nord, un certain nombre de pays (Pays-Bas, Danemark, Belgique, Italie, Royaume-Uni) mettent en place un système de marché des certificats « verts », basé sur l'expérience acquise aux Pays-Bas. Ce système valorise un « électron de source renouvelable » à sa « valeur d'électron » sur le

- Les énergies renouvelables -

marché électrique à laquelle s'ajoute une prime pour sa « valeur renouvelable », déterminée sur le marché des certificats « verts ».

La bonne opération du système nécessite la mise en place de dispositifs de certification et des mécanismes de création, transaction et destruction permettant de suivre les certificats au cours de leur cycle de vie. Le système est compatible avec l'application de la directive électricité et permet de gérer la progression de la part de marché des énergies renouvelables, tout en conservant un mécanisme compétitif encourageant l'utilisation des ressources dans un ordre de coûts croissants.



La valeur du certificat « vert » est estimée à 15-25 euros/MWh, soit un premium de 30 à 50 % par rapport au prix de marché au niveau du réseau de distribution 60-100 kV. Elle provient d'un objectif contractuel entre une autorité de régulation et les distributeurs ou une obligation au niveau des consommateurs, visant à atteindre un taux annuel de progression de la part de marché des énergies renouvelables, soit une part de marché à une échéance donnée. Cette valeur est influencée par le progrès technologique, la qualité des ressources renouvelables et le taux de pénétration souhaité pour ces énergies. Celui-ci peut être lié à un objectif de diversification des sources d'approvisionnement en énergie ou un désir de limiter les émissions de CO₂.

Un marché de l'électricité « verte », sur une base volontaire, s'est mis en place au Royaume-Uni, aux Pays-Bas, en Suède, en Allemagne au cours des trois dernières années. EDF, qui propose ce service en Angleterre, envisage de faire un essai en France, dans la région de Dunkerque. En général, les tarifs « verts » comportent un premium de 5 à 15 % et touchent actuellement 1 à 3 % des consommateurs. Les compagnies espèrent atteindre 5 à 10 % au cours des prochaines années. Dans certains pays, c'est un des critères dont tiennent compte les abonnés lorsqu'ils choisissent leur fournisseur. Des études de marché ont montré que 30 % des consommateurs étaient prêts à payer un premium de 5 %, mais seulement 8 % accepteraient un premium de 10 %.

Dans les pays en développement, le cadre réglementaire est souvent défavorable aux énergies renouvelables. Les principales barrières sont la taxation des équipements importés, la lenteur des réformes du marché de l'électricité et de leur mise en œuvre. Des palliatifs possibles sont :

- le développement du micro-crédit, au niveau de villages ou régions, permettant l'acquisition de systèmes décentralisés pour alimenter des équipements productifs ;
- l'assemblage local si la taille du marché le permet.

2. L'énergie éolienne

2.1 La ressource et ses potentiels

La puissance du vent est fonction du cube de sa vitesse : 200 W/m² à 7 m/s et 1 700 W/m² à 14 m/s. Une éolienne moderne peut convertir en électricité jusqu'à 50 % de la puissance traversant la surface balayée par le rotor, le maximum théorique étant 59 %. La vitesse moyenne du vent varie avec la situation géographique régionale (régions côtières, grandes plaines), locale (cluses, crêtes), la rugosité du terrain (mer, forêts) et la distance du sol. Elle peut augmenter de 30 % entre 10 m et 50 m de hauteur, doublant la puissance récupérable.

Le potentiel éolien est considérable. Dans l'UE la ressource techniquement récupérable serait de 500 TWh à terre et 2 500 TWh en mer, équivalent à la consommation totale d'électricité. Les meilleures ressources se situent le long

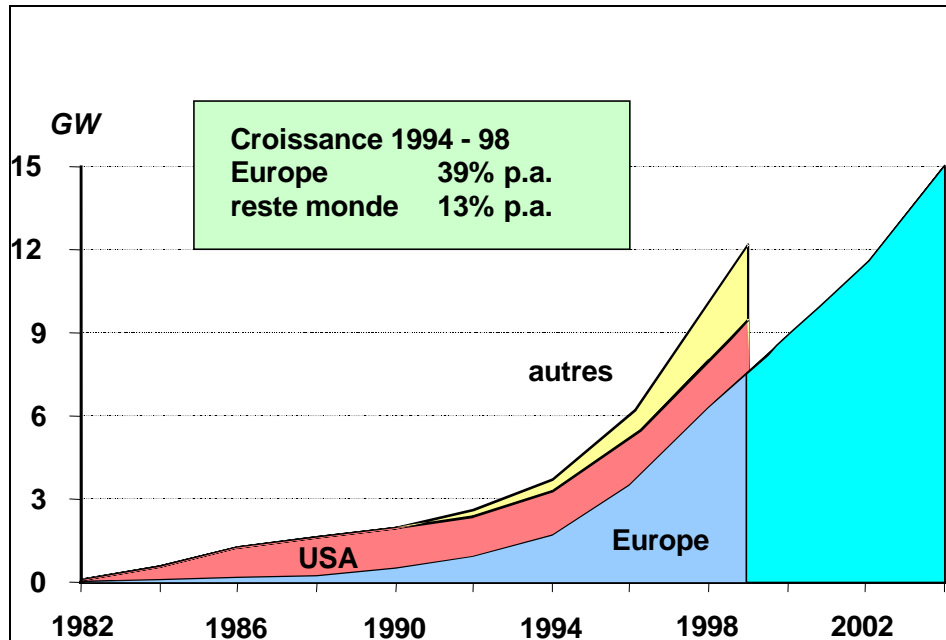
- Les énergies renouvelables -

des côtes nord-ouest de l'Europe (Irlande, Royaume-Uni, France, Benelux, Allemagne, Danemark) ainsi qu'en Espagne et dans le sud de la France. A long terme, une part du marché de 15 % est envisageable. Aux Etats-Unis, EPRI (Electric Power Research Institute) estime que 14 % de la production électrique, soit 400 TWh, pourrait être fournie par des systèmes éoliens situés à moins de 15 km des lignes de transmission existantes, à partir de ressources ayant une vitesse moyenne supérieure à 6 m/s (22 km/h).

La capacité mondiale a augmenté de 21 % par an au cours des 10 dernières années et atteint un rythme d'installation de 2,5 GWe/an. Au début 1999, la capacité mondiale cumulée a dépassé 10 GWe. Les deux tiers se trouvent en Europe (Allemagne 2,9 GWe, Danemark 1,5 GWe, Espagne 1 GWe). L'objectif européen de 4 GWe en l'an 2000 a été atteint avec 3 ans d'avance. La puissance installée aux Etats-Unis a atteint 2,5 GWe mi-1999, dont 1 GWe au cours des 12 derniers mois.

L'industrie prévoit une continuation de cette croissance soutenue à un taux de 25 % par an. L'association européenne pour l'énergie éolienne affiche un objectif de 40 GWe en 2010 qui généreraient 90 TWh. Ceci pourrait représenter un investissement de 30 G EUR et des ventes d'environ 5 G EUR/an. En 2020, une capacité de 100 GWe pourrait être installée, générant 260 TWh, soit 8 % de la demande en électricité anticipée. Aux Etats-Unis l'objectif est d'atteindre 80 GWe en 2020, fournissant 5 % de la demande en électricité.

Eolien – capacité mondiale installée



2.2 Les grands acteurs industriels

Développeurs de projets et opérateurs

En 1998, la valeur des ventes mondiales d'électricité éolienne a atteint 1 milliard d'euros. Le plus important développeur/opérateur mondial est **Seawest** (USA) qui opère une capacité de 400 MW (2 500 machines). **Winkra** est le plus grand développeur allemand avec 200 MWe. De nombreuses compagnies ont développé et opèrent des capacités de 30 à 100 MWe : **Enron** (Etats-Unis), Renewable Energy Systems (RES-Royaume-Uni, filiale de Mc Alpine), National Power (Royaume-Uni), IVPC (Italie). Enron est aussi fabricant de machine depuis l'acquisition de Zond (Etats-Unis) et Tacke (Allemagne, après sa faillite), mais chercherait à se séparer de cette activité. Le groupe commercialise des machines de 0,5 à 1,5 MWe.

En raison du faible développement de l'éolien en France, aucun acteur français n'a une expérience comparable. Le programme Eole 2005 vise à combler ce retard, avec l'installation de plus de 300 MWe. Dans ce contexte, la société Eole

- Les énergies renouvelables -

Technologie participe à des projets représentant 70 MWe au total. Cegelec, filiale d'Alstom participe à environ 40 MWe.

Fabricants d'éoliennes et de composants

En 1998, la valeur des ventes d'éoliennes a approché 2 milliards d'euros. Les fabricants d'éoliennes subissent une forte pression compétitive, pris en tenaille entre les exigences de prix des développeurs et la position dominante de quelques fournisseurs clés dans le domaine des composants (mâts, rotors, générateurs/convertisseurs). Au cours des dernières années, ce secteur a connu de nombreuses faillites (Kenetech et Flowind aux Etats-Unis, Wind World au Danemark, Windmaster aux Pays-Bas, Tacke en Allemagne) et d'importants mouvements de concentration qui devraient se poursuivre, compte tenu de la faible rentabilité de cette activité. En outre, certains développeurs (Renewable Energy Systems) sont capables de faire assembler des machines directement à partir des fournisseurs de composants.

Les principaux acteurs :

Vestas (Danemark) est le premier fabricant mondial avec 24 % du marché. Depuis 1980, il a installé 6 500 machines, soit 1 600 MWe, dans une trentaine de pays (filiales de fabrication en Espagne, en Inde et en Allemagne). Le groupe commercialise des machines de 0,2 à 1,6 MWe. Il fabrique la majorité des composants, y compris les pales et les systèmes de contrôle.

NEG Micon (Danemark) est le résultat de la fusion de Micon et Nordtank en 1997 et a repris Windworld, portant sa part de marché à 22 %. Le groupe bénéficie de 15 ans d'expérience avec 7 600 machines installées dans une trentaine de pays, et des filiales de fabrication en Amérique du Nord. Il commercialise des machines de 0,2 à 1,5 MWe et a un prototype de 2,5 MWe. La compagnie est en difficulté financière depuis octobre 1999 suite à une croissance trop rapide et des difficultés techniques sur les engrenages des grosses machines.

Bonus (Danemark) a installé 2 800 machines au cours des 15 dernières années. Sa part de marché actuelle est 14 %. Il commercialise des machines de 0,3 à 1 MWe et achète tous les composants à des sous-traitants.

Enercon (Allemagne) a installé 2 200 machines, soit 1 000 MW, au cours des 15 dernières années. Sa part de marché actuelle est de 14 %. Le groupe

commercialise des machines de 0,2 à 1,5 MWe, et une machine de 30 kWe. Il fabrique tous les composants principaux.

Jeumont-Industries (filiale de Framatome) vise à devenir un assembleur en utilisant ses compétences en électro - mécanique pour des machines de grande puissance (0,8-3 MWe). La compagnie a obtenu une commande d'une centaine de machine de 0.8 MWe dans le cadre d'Eole 2005. **Vergnet** propose des machines légères de 30 60 kWe et développe un modèle de 200 kWe.

Rotors : les plus répandus sont en fibre de verre et résines polyester. **LM-Glasfiber** (Danemark) détient environ la moitié du marché et **Aerpack** (Pays-Bas) est un fournisseur important. Le Français **ATV** propose des pales en fibres de carbone et détient 3 % du marché.

ABB est un important fournisseur de générateurs/convertisseurs et estime ainsi accéder à une part importante de la valeur ajoutée de l'industrie éolienne, sans participer à toute la chaîne.

2.3 L'effort français dans le contexte international

L'industrie éolienne en Europe a maintenant atteint une masse critique avec un chiffre d'affaires supérieur à 1 milliard d'euros et 5 000 personnes directement employées par les fabricants d'éoliennes, auxquelles il faut ajouter plusieurs milliers d'emplois indirects, concernant leur installation et la fabrication des composants.

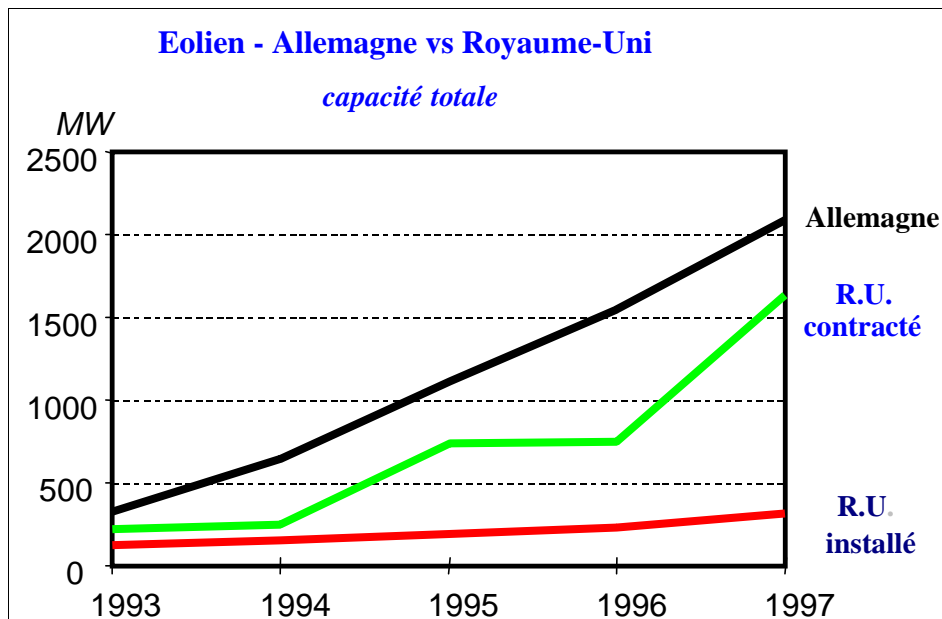
Le système danois encourage des schémas d'investissements locaux, avec l'implication financière directe de particuliers, facilitant ainsi l'acceptation par la population locale. Conceptuellement, un plan similaire pourrait être envisagé en France métropolitaine pour l'éolien, avec des avantages fiscaux pour les investisseurs individuels.

Les systèmes de prix garanti (Allemagne, Danemark, Espagne) ont donné des résultats bien supérieurs aux systèmes d'appel d'offres (Royaume-Uni, France) en ce qui concerne les puissances installées. Cependant, le coût pour les compagnies de distribution est plus élevé.

En France, le plan Eole 2005 a permis de démarrer les premiers projets. A l'issue des deux premiers appels d'offres, 325 MWe ont été attribués et 20 MWe sont déjà en production à ce jour. Cependant un processus plus

- Les énergies renouvelables -

puissant devra être déployé pour permettre d'exploiter le potentiel considérable du pays et peut-être exporter de l'électricité « verte ». A l'horizon 2020, la production de 30 TWh à terre et 20 TWh en mer semble possible.



3. Les biocarburants

Etat des lieux

La biomasse est - sous réserve d'une exploitation durable de la ressource - une énergie renouvelable qui fournit des biocombustibles généralement sous forme solide et des biocarburants généralement sous forme liquide. On traite dans la présente fiche des seuls carburants liquides issus habituellement de productions agricoles destinées à la production alimentaire.

Ce type de carburant donne lieu à des productions industrielles aujourd'hui notamment aux Etats-Unis et en France. Des carburants liquides peuvent être également produits à partir de produits lignocellulosiques (bois, paille, tiges de canne ou de maïs, etc.). Cette voie, très prometteuse à terme, compte tenu de l'abondance et du faible coût de la ressource, reste pour le moment au stade de

la recherche. Celle-ci est active notamment aux Etats-Unis, au Canada et en Suède.

Les biocarburants produits aujourd'hui sont essentiellement utilisés en faible mélange dans les carburants traditionnels dans le but d'améliorer leurs caractéristiques (teneur en oxygène de l'essence, effet lubrifiant du gazole). Du simple point de vue énergétique, ils sont aujourd'hui deux à trois fois plus cher que les produits pétroliers qu'ils peuvent remplacer, hors taxes, en sortie de raffineries.

Les marchés ouverts par des décisions publiques, en général via la fiscalité, ont été motivés en priorité par des considérations liées à la régulation des politiques agricoles. En second lieu, des considérations environnementales (teneur en oxygène) ou de développement local (rapport ville-campagne pour les flottes de bus dans les villes moyennes au centre de régions agricoles) peuvent également intervenir.

Ces niches de marché permettent néanmoins de parcourir des courbes d'apprentissage permettant à terme de déboucher sur une éventuelle compétitivité économique si la baisse des coûts (progrès technique et effet de taille) et une remontée des prix du brut devaient se conjuguer.

On notera enfin que l'éventuelle émergence d'un marché important poserait un problème de concurrence au niveau des terres agricoles disponibles avec un contraste marqué entre les pays. La surface agricole utile par habitant est de l'ordre de 2 hectares aux Etats-Unis et en Russie, de 0,5 en France et de moins de 0,1 au Japon.

De la même manière, un appel massif aux ressources forestières peut poser des problèmes du même type avec, certes, des niveaux d'appel à la ressource beaucoup plus élevés.

Enfin, toute pression sur la ressource si elle n'est pas bien maîtrisée peut poser des problèmes environnementaux (réduction de la biodiversité, pollution des sols et des nappes, etc.) qui peuvent connoter négativement des filières énergétiques renouvelables appréciées par ailleurs.

- Les énergies renouvelables -

Biocarburants, bioadditifs et biocomposants de formulation

| | France EMC | France ETBE | USA Ethanol |
|---|--|--|--------------------------------|
| Production actuelle (97 ou 98) | 280 000 t | 210 000 t | 5 000 000 t |
| Matière première | colza-tournesol | blé-betterave | maïs |
| Utilisation : | | | |
| - flottes captives | 30 000 t | - | - |
| - banalisée | 250 000 t | 210 000 t | 5 000 000 t |
| - fod ou équivalent | - | - | - |
| - exigence oxygène aujourd'hui | non | non | oui |
| Teneur en oxygène (% en masse) | 11,3 % | 15,7 % | - 34,8 % |
| Potentiel de production | (1) 350.000 t | (3) 800.000 t | (5) 10.000.000 t |
| Bénéfice majeur sur la qualité de l'air | CO ₂ /particules/ HAP | benzène/Hyd. Aromatiques | CO/O ₃ |
| Bénéfice technique majeur | lubrification | additif prooctane | additif prooctane |
| Coûts : | | | |
| - carburant de référence HT | 1 F/l | 1 F/l | 1,1 F/l |
| - MTBE ou additif équivalent | - | 1,1 F/l | (6) 1,1 F/l |
| - biocarburant | 3 F/l | 3 F/l | 2 F/l |
| - part de la matière première (voir tableau ci-après) | (colza) 83 % | bett : 72 % blé : 11 % | 30 % |
| Coproduits | aliment.animale | aliment.animale | aliment.animale |
| Incitations fiscales | 2,4 F/l | 3,3 F/l | 0,7 F/l |
| Moteur de la décision | polit. agricole | polit. agricole | envir./agric. |
| Ecoulement des coproduits | (1) | (2) | (3) |
| Bilan énergétique (out/il) | 2,1 à 2,7 | (4) 0,8 – 1,1 | 1,2 |
| Cibles prioritaires R&D | baisse coûts prod. cult.anni.(3F/2F) valorisa.additifs | baisse coûts prod. cult.anni.(3F/2F) valorisa.additifs | (8) matériaux cellulosiques |
| Création d'emplois | 1,8/1000 t (9) | 1,3/1000 t (9) | 1/1000 t |
| Principaux industriels impliqués | Diester Ind. ELF TOTAL SHELL | Distilleries ELF/ Nord ETBE Ouest ETBE TOTAL | - - - - - |

- (1) Les accords de Blair House limitent le marché des co-produits. Cette quantité correspond à l'appel d'offres européen
- (2) Pas de problème (aliment protéiné non contingenté)
- (3) 2 % d'oxygène dans toutes les essences sans plomb en 2005
- (4) 0,73 pour le MTBE avant correction de l'effet teneur en oxygène ;
1,15 à 1,40 pour la seule production d'éthanol
- (5) 10 Mt comme additif ; 35 Mts en 2020 supplémentaires comme carburant selon un scénario américain non officiel

- (6) *Après correction de l'effet teneur en oxygène mais hors coûts de distribution supplémentaires au centre des Etats-Unis*
- (7) *Les accords de Blair House (quota réservé d'exportation vers l'Europe de « Corn gluten feed ») stimule la production*
- (8) *Pour s'affranchir des fluctuations du cours des produits agricoles ou des importations (Suède)*
- (9) *Rapport Lévy (1993)*

| | | |
|------------------|--|------------------------------|
| Blé | <p>= 500 F/t coût total = 360 F/hl coût mat. prem. = 144 F/hl – 104 F/hl = 40 F/hl (drèches à 900 F/t)</p> <p>B/A = $\frac{40}{360}$ = 11 %</p> | <p>A B</p> |
| Betterave | <p>= 135 F/t coût total = 304 F/hl coût mat. prem. = 224 F/hl – 6 F/hl (co-produits) = 218 F/hl (pulpes)</p> <p>B/A = $\frac{218}{360}$ = 72 %</p> | <p>A B</p> |
| Colza | <p>La matière première est l'huile et non la graine Le cours de l'huile varie beaucoup pour une unité de 100 000 t : coût de l'huile = 3 F/kg d'huile coût total = 3,55 F/kg d'ester coût mat. prem. = 1 ;05 x (3 F/kg) – 0,20 (glycérine) = 2,95 F/kg</p> <p>B/A = $\frac{2,95}{3,55}$ = 83 %</p> | <p>A B</p> |

4. Le bois énergie

4.1 La ressource et ses marchés potentiels

Les ressources en bois énergie

Le bois est produit par photosynthèse naturelle, à partir de l'eau et du CO₂ présents dans le milieu ambiant et peut être simplement représenté par la formule n-CHO. Il est typiquement composé par moitié de cellulose (extraite

- Les énergies renouvelables -

pour la pâte à papier), moitié de lignine (donnant la résistance mécanique) et une faible proportion de minéraux, généralement inférieur à 0,5 %.

Les statistiques mondiales sur le bois énergie sont difficiles à établir puisqu'une partie importante de la ressource est exploitée en dehors d'une chaîne commerciale. Les meilleures estimations indiquent que 2,3 Gm³/an de bois sont utilisés pour l'énergie. Ceci représente 0,5 Gtep d'énergie primaire, équivalent à la part de l'énergie nucléaire. Le stock forestier mondial est équivalent à 200 Gtep, dont 25 % dans les pays industrialisés.

Le bois énergie couvre plus de 10 % de la demande en énergie primaire dans beaucoup de pays d'Asie, d'Afrique et d'Amérique latine, et certains pays d'Europe (Suède, Finlande, Autriche). Au cours des 30 dernières années, l'usage de bois énergie dans les pays en développement a doublé et a parfois contribué à la déforestation. Pendant la période 1980-1990, la destruction de forêts a atteint 1 million kilomètres carrés, soit 3 % de la surface forestière mondiale. Au cours de la dernière décennie, 400 000 km² ont été replantés dans les pays en développement, mais ceci ne suffit pas à compenser la déforestation qui continue au rythme de 120 000 km²/an.

Des travaux de prospective à long terme envisagent le quintuplement de la contribution du bois énergie au système énergétique mondial. Ceci serait possible en gérant de manière durable 4 millions kilomètres carrés de forêt énergétique, soit 12 % de la surface forestière mondiale, ou une surface équivalente à celle occupée actuellement par les cultures de blé et de maïs.

Utilisation du bois énergie

Lors du transport en vrac, le contenu énergétique du bois est 5 à 10 fois moins élevé que celui du charbon ou des hydrocarbures liquides, ce qui constitue un handicap logistique important. Cependant, les émissions de combustion du bois énergie dans une chaudière industrielle moderne sont avantageuses par rapport au fioul lourd ou au charbon d'importation.

| g/GJ | SO ₂ | NO _x | Cendres |
|--------------------------|-----------------|-----------------|---------------|
| centrale bois énergie | 20 | 50 | 200 – 700 |
| centrales thermiques EDF | 350 | 250 | |
| fioul 1 % S | 500 | | |
| charbon | 600 – 2 000 | | 2 000 – 4 000 |

Si les forêts dont provient le bois sont gérées durablement, les émissions de CO₂ de la chaîne bois énergie sont seulement celles correspondant au gazole utilisé lors des opérations de plantation, récolte et commercialisation. Ceci représente environ 5 % du combustible vendu.

La majorité des résidus de l'industrie du bois (pâte à papier, sciage) sont utilisés sur place en auto-génération d'électricité et/ou de chaleur. Aux Etats-Unis, l'industrie du bois a une capacité d'auto-génération de 7 GWe électrique répartis sur environ 400 installations de 1 à 50 MWe. En Europe, des installations de chauffage urbain ou collectif (> 1 MWth) utilisent aussi des résidus de bois, disponibles à des prix variant de 1 à 3 euros/GJ.

Un marché de plaquettes de bois existe au Canada, dans le nord-est des Etats-Unis, en Autriche et dans les pays scandinaves pour les usages résidentiels, en chauffage urbain ou collectif. En Suède ¹, le marché du chauffage urbain est passé de 0,1 à 0,8 Mtep/an entre 1984 et 1994, soit une croissance annuelle de 20 %. Pendant cette période, le prix du bois énergie a diminué de 40 % en terme réel. Le prix des plaquettes varie de 3,5 à 5 euros/GJ. Cependant, l'établissement de ce marché a été stimulé par une taxe carbone très élevée (150 euros/t C).

Dans les installations individuelles, le bois est actuellement utilisé essentiellement sous forme de bûches. La chaîne d'approvisionnement est locale et opère souvent en dehors de circuits commerciaux. Pour être efficace et peu polluante, l'utilisation du bois énergie nécessite des équipements modernes automatisés à haut rendement et un bois de qualité, livré sous forme de plaquettes ou de pastilles. Le coût de cette chaîne logistique et des équipements est difficile à justifier pour des installations de petite puissance. A titre d'exemple, en Autriche seulement 4 % des installations de puissance inférieure à 100 kWe brûlent des plaquettes, le reste étant alimenté par des bûches. Une chaudière automatique à bois de 30 kWe coûte environ 300 euros/kWt installée, soit le double d'un système conventionnel.

L'Autriche possède 2 400 installations de 0,1 à 1 MWt, pour une puissance totale de 600 MWt et 300 installations supérieures à 1 MWt, pour une puissance totale de 700 MWt. En France, 190 chaufferies d'une puissance totale de 150 MW ont été installées sur la période 1994-1998. Pour alimenter des installations de quelques mégawatts, des résidus forestiers ou de sciage sont souvent disponibles à moins de 2 euros/GJ, mais les coûts spécifiques des

(1) Voir étude de cas section 3 : La biomasse en Suède-Finlande.

- Les énergies renouvelables -

installations restent élevés, environ 200 euros/MWt pour la chaudière et ses locaux. Certaines petites villes d'Europe, de quelques milliers d'habitants, ont mis en place des réseaux de chaleur d'une puissance de quelques mégawatts alimentés par des chaudières bois énergie, générant parfois de l'électricité.

Dans les pays de l'OCDE, la co-combustion de bois et de charbon dans les grandes centrales électriques est envisageable pour réduire à la fois les émissions de SO₂, NO_x et CO₂. La co-combustion a été lancée avec succès dans de nombreuses centrales à charbon aux Etats-Unis. Le taux maximum envisagé est de 15 %, pour maintenir l'efficacité globale et tenir compte des limitations de la ressource. L'installation de ces systèmes serait économique pour un coût environnemental de 100 \$/t de SO₂ et 30 \$/t C de CO₂.

Dans les pays en développement, le charbon de bois représente un débouché important pour les usages résidentiels et industriels. Au Brésil, le charbon de bois est encore utilisé dans la production de fonte.

4.2 Les enjeux technologiques

Le système de production de bois

Au cours des quinze dernières années des progrès considérables ont été accomplis concernant la productivité de certaines espèces : saule, peuplier, eucalyptus. Ces résultats ont été obtenus par sélection, clonage et amélioration des techniques de gestion forestières. Les rendements typiques de bonnes plantations d'eucalyptus en Amérique latine pour la pâte à papier sont passés de 15 à 35 m³/an/ha. Des sites exceptionnels peuvent produire jusqu'à 100 m³/an/ha. La mise en œuvre de techniques OGM devrait permettre une amélioration soutenue de la productivité au cours des prochaines décennies.

Les techniques utilisées pour le bois pâte à papier sont applicables au bois énergie. Dans certaines régions d'Amérique Latine, une forêt énergétique d'eucalyptus est capable de fournir du bois énergie à des prix compétitifs avec le charbon importé (~1,5 \$/GJ) ou le fioul lourd. En Europe, on estime à 3-4 \$/GJ le prix de revient du bois énergie produit à partir de taillis à rotation rapide. En Suède, 16 000 ha de saule ont été plantés à cet effet.

Les technologies de conversion

A ce jour, la seule manière fiable de convertir le bois en électricité est de le brûler dans une chaudière à grille ou à lit circulant. Ces installations ont une taille de 20 à 50 MWe pour un investissement spécifique de 1 000-1 500 euros/kWe. Dans les pays nordiques, elles sont connectées à des réseaux urbains de chaleur.

L'approvisionnement d'une installation de 50 MWe nécessite une ressource forestière importante à proximité, comme c'est le cas dans le nord-est des Etats-Unis, au Canada, en Suède ou en Finlande. En milieu rural européen ou pour des pays en développement, le marché demande des installations de 5-10 MWe, fonctionnant en co-génération. Cependant, le coût spécifique d'une chaudière à vapeur de cette taille est élevé.

Depuis 5 à 10 ans, de nombreux développeurs (Battelle, Stork, Lurgi, Foster-Wheeler) et des instituts (IFP en France, VTT en Finlande, NREL aux USA) ont donc cherché à développer des technologies de gazéification ou de pyrolyse rapide capables d'alimenter une turbine ou un moteur à gaz. A ce jour, aucune de ces technologies n'a vraiment prouvé sa viabilité, ni sur le plan technique ni sur le plan commercial. Une centrale de démonstration de 9 MWe fonctionne à Varnamo, en Suède, depuis 1996.

Les principales difficultés technologiques concernent les mécanismes d'introduction de la charge, la circulation du lit fluidisé et sa composition (blocages) ainsi que le nettoyage des gaz produits (goudrons, composés alcalins). Le système doit rester simple et peu coûteux. Il faut obtenir un gaz propre pour un prix de revient de 4-5 euros/GJ, ce qui nécessite un investissement inférieur à 500 euros/kWt pour le système de gazéification ou de pyrolyse.

4.3 Etude de cas : la biomasse en Suède-Finlande

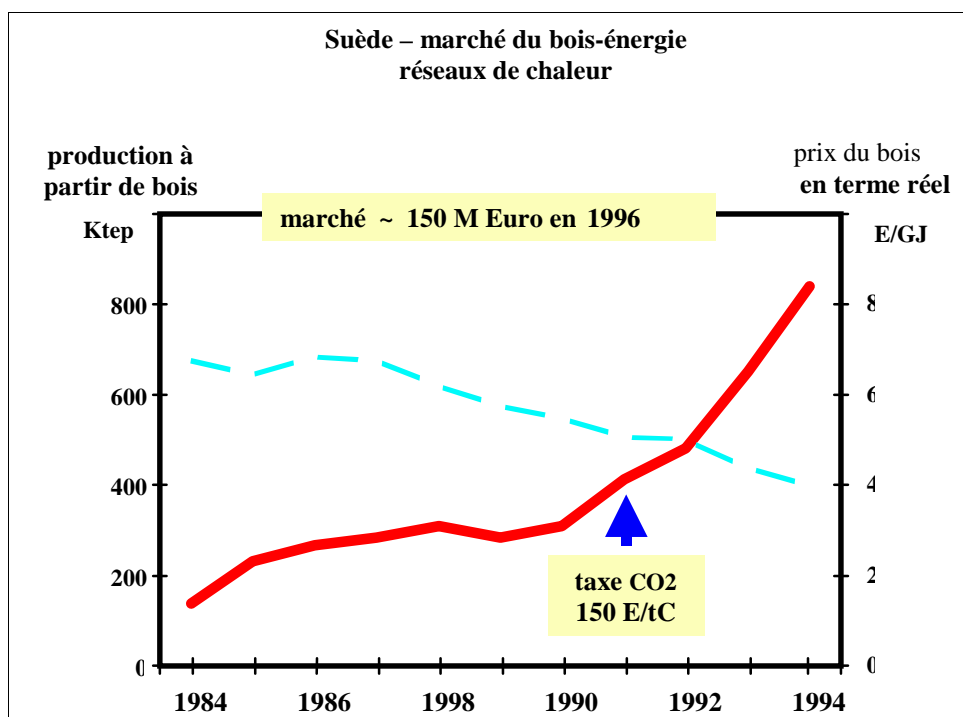
Position et potentiel

En Suède, le bois énergie couvre 10 % de la demande en énergie primaire, soit 4,1 Mtep (« black liquor » exclue), équivalent à 20 Mm³ de bois. La forêt (23 millions d'hectares) génère 100 Mm³/an pour une récolte moyenne de 60 Mm³/an (bois d'œuvre ou usage pâte à papier). 16 000 ha de taillis à rotation rapide (saule) ont été plantés.

- Les énergies renouvelables -

A l'horizon 2010-2020, le potentiel de production de bois énergie est estimé à 7-11 Mtep pour la forêt et 1-3 Mtep pour les taillis à rotation rapide. Le gouvernement n'a pas publié d'objectifs spécifiques pour la biomasse, mais la fermeture éventuelle des centrales nucléaires en 2010 engendrerait un déficit de 18 Mtep en énergie primaire.

En Finlande, le bois énergie couvre 13 % de la demande en énergie primaire, soit 4,3 Mtep. Un potentiel d'environ 2 Mtep supplémentaire (10 Mm³ de bois) a été identifié. Le gouvernement a fixé l'objectif d'accroître la contribution de la biomasse de 1,5 Mtep en 2005, correspondant à environ 8 Mm³ de bois supplémentaire.



Segments de marché

La majorité des résidus forestiers (écorce, sciure, bouts, branches) sont utilisés directement dans l'industrie du bois et de la pâte à papier pour la production de chaleur et d'électricité. Une partie est commercialisée dans les systèmes de chauffage urbain et co-génération. Des combustibles « raffinés » (plaquettes,

pellets ou poudre) sont fabriqués et commercialisés pour les usages industriels et résidentiels (collectif ou individuel). Une quantité importante de bois de chauffage est utilisée directement par les particuliers.

En Suède, le marché du chauffage urbain est passé de 0,1 à 0,8 Mtep/an entre 1984 et 1994, soit une croissance annuelle de 20 %. Pendant cette période, le prix du bois combustible est resté stable en monnaie courante et a diminué de 40 % en terme réel.

Usage du bois énergie en Suède - volumes indicatifs (Mtep)

| | |
|-------------------------------------|-----|
| - industrie pâte à papier (interne) | 0,6 |
| - industrie du bois (interne) | 0,8 |
| - autres industries | 0,5 |
| - chauffage urbain et collectif | 1,2 |
| - chauffage individuel | 1,0 |

Prix du bois énergie - valeurs indicatives (\$/GJ)

- *résidus (écorces, sciure, etc.)*

| | |
|---------|---|
| 2,0–2,5 | <i>usage interne industrie pâte à papier, bois - Suède 1995</i> |
| 3,0–4,0 | <i>utilisation chauffage urbain - Suède 1995</i> |

- *plaquettes (chips)*

| | |
|---------|--|
| 4,0–5,0 | <i>utilisation chauffage urbain - Suède 1995</i> |
| 4,0–5,0 | <i>utilisation chauffage urbain/électricité - Suède 1997</i> |
| 3,3 | <i>prix de marché moyen - Finlande 1995</i> |
| 2,0–3,0 | <i>coût de production et livraison, 40 à 80 kms - Finlande 1997</i> |
| 7,0 | <i>prix d'équilibre estimé, saule en rotation rapide - Finlande 1998</i> |

- *produits raffinés*

| | |
|---------|--|
| 5,7–6,0 | <i>utilisation chauffage urbain - Suède 1995</i> |
| 5,5–7,0 | <i>utilisation chauffage urbain/électricité - Suède 1997</i> |

Offre technologique, industrielle et savoir-faire

En Finlande, le laboratoire national VTT possède un centre technologique de réputation mondiale concernant la biomasse. Les efforts portent sur la

- Les énergies renouvelables -

simplification des techniques de gazéification et l'amélioration des liquides de pyrolyse pour permettre leur utilisation dans des moteurs diesels. Dix entreprises participent à ce programme, dont BASF (D), EPZ (NL), Elkraft (DK), Skydraft (S), Foster Wheeler et Neste.

En amont, le programme « Bioenergia » (9 \$ M/an), vise à réduire le coût d'exploitation du bois énergie en améliorant l'efficacité des équipements et la logistique.

Foster Wheeler est devenu le leader mondial de la combustion en lit fluidisé circulant (technique Pyroflow) en achetant le finlandais Alhstrom en 1995. Cette technologie, développée pour l'industrie de la pâte à papier, est maintenant utilisée pour la génération de chaleur et d'électricité à partir de résidus forestiers ou agricoles, déchets, tourbe, etc. Cent trente unités sont en opération dans le monde, un marché de l'ordre de 5 milliards de dollars.

En Suède, Skydraft et Foster Wheeler opèrent depuis 2 ans la première unité à cycle combiné fonctionnant à partir de bois énergie.

Politique de stimulation et barrières

En Suède, l'usage du bois énergie a été favorisé par une taxation élevée des combustibles fossiles (voir tableau). Les coûts externes (environnement, infrastructure, etc.) liés à différents usages des combustibles fossiles et de la biomasse ne sont pas toujours correctement reflétés dans le niveau des taxes.

| Prix total (taxe) | Finlande | Suède |
|--------------------------|------------------|------------------|
| Tourbe | 3,1 (0,2) | 4,2 (0,8) |
| Plaquettes bois | 3,3 (0) | 4,3 (0) |
| Charbon | 2,9 (0,9) | 7,7 (6,1) |
| Fioule industriel | 5,8 (0,9) | 9,1 (5,9) |
| Fioule domestique | 8,0 (1,0) | 10 (5,5) |

En plus des barrières inhérentes à la biomasse (collecte et transport, preuve de gestion durable, biodiversité), les prix d'électricité très bas pratiqués dans le pool nordique - dus à l'hydro-electricité et au nucléaire - constituent une barrière locale.

Références principales:

1) « Finnish Forest Energy Systems and CO₂ conséquences », in « Biomass and Bioenergy », vol. 15, 4/5, 1998.

- 2) Bohlin (F.) « *The Swedish Carbon Dioxide Tax: - Effects on Biofuel and Carbon Dioxide Emissions* », *Biomass and Bioenergy*, vol. 15, 4/5, 1998.
- 3) Hillring (B.), « *Price Trends in the Swedish Wood-fuel Market* », in « *Biomass and Bioenergy* », vol 12, 1, 1997
- 4) Miranda (M.-L.) et Hale (B.), « *Production and Environmental Costs of Energy from Forest Residues in Sweden*, Duke University, Caroline du Nord.
- 5) Site Internet de VTT : w.w.w.vtt.fi/ene/

5. Le photovoltaïque

5.1 La ressource et ses marchés potentiels

Le soleil fournit une puissance de 1 kW/m^2 sous forme de rayonnement lorsqu'il brille. Les panneaux photovoltaïques commercialisés permettent de convertir directement en électricité 10 à 15 % de cette puissance. La production d'un panneau photovoltaïque varie avec l'ensoleillement : 100 kWh/m²/an en Europe du Nord, deux fois plus en région méditerranéenne ou la sun-belt américaine et trois fois plus dans certaines régions désertiques.

Ainsi un toit photovoltaïque de 5 x 4 mètres a une puissance nominale de 3 kWe et produit 2 à 6 MWh/an, suivant l'ensoleillement. Ceci est de l'ordre de grandeur de la consommation d'un abonnement résidentiel dans l'OCDE. En Californie, la moitié de la consommation résidentielle, soit 36 TWh/an, pourrait être assurée, par 7 millions de toits photovoltaïques, représentant au total 21 GWe installés. La demande annuelle des Pays-Bas pourrait être satisfaite en recouvrant de panneaux photovoltaïques tous les toits de ce pays, en supposant le stockage saisonnier résolu !

Les systèmes autonomes justifient économiquement l'utilisation du photovoltaïque pour des petites quantités d'électricité dont la valeur ajoutée commerciale ou sociale est très élevée : télécommunications, télémétrie, pompage d'eau potable, cliniques et écoles, ateliers ruraux, électrification élémentaire pour habitat isolé ou dispersé. Ces installations ont des puissances de 0,1 à 5 kWe. En 1998, ces applications ont représenté environ 49 % du marché : 27 % à usage industriel et 22 % à usage social ou résidentiel. Les applications en habitat dispersé sont souvent subventionnées. Cette pratique devrait progressivement disparaître grâce à la réduction des coûts et à la mise en place de systèmes de financement appropriés.

- Les énergies renouvelables -

Les applications connectées au réseau sont essentiellement des toits de quelques kilowatts et parfois des installations de démonstration pouvant atteindre 1 MW. Le coût économique du courant produit varie de 400 à 800 euros/MWh, comparé à un prix de l'électricité résidentielle variant de 100 à 200 euros/MWh. Le coût installé devra donc être réduit d'un facteur 5 pour devenir compétitif. Dans ce but, d'importants programmes de stimulation du marché sont en cours en Allemagne (400 MW sur 6 ans), au Japon (30 MW/an) et en Californie. Dans ces pays, les particuliers bénéficient d'aides atteignant 35 % de l'investissement. Grâce à ces programmes, les applications connectées au réseau ont représenté 36 % du marché en 1998.

Une capacité de 1 GW est installée dans le monde. En 1998, la fabrication de panneaux a atteint 0,12 GWe, dont 80 % à base de silicium cristallin. Depuis ses débuts dans les années 1970, et jusqu'au démarrage des grands programmes connectés au réseau en 1997, les volumes installés ont progressé de 15 à 18 % par an. Au cours de la prochaine décennie, la croissance devrait continuer au moins à ce niveau. Les ventes annuelles passeraient de 0,12 GWe en 1998 à 0,7-1 GWe en 2010, et le prix des modules baisserait de moitié. En cas de succès des programmes de stimulation et des technologies associées, la croissance pourrait s'accélérer et atteindre un taux soutenu de 25-30 % en 2010, ce qui pourrait conduire à un décollage de l'industrie entre 2010 et 2020.

La chaîne d'activité photovoltaïque représenterait une valeur de 3 à 5 G euros en 2010 et 6 à 15 G euros en 2020. Compte tenu de la taille actuelle de l'industrie, la contribution du photovoltaïque au marché de l'électricité ne devrait pas dépasser 1 % à l'horizon 2020.

5.2 Les grands acteurs industriels

L'industrie photovoltaïque a longtemps souffert d'une réputation de manque de fiabilité et d'espoirs déçus. Au cours des 25 dernières années des compagnies renommées (Boeing, Siemens, Motorola, Shell, Arco, Enron, BP) ont sous-estimé les problèmes technologiques de fabrication industrielle et le temps et les moyens nécessaires pour les résoudre. Des organismes de recherche et des inventeurs ont souvent embelli la qualité de leurs prestations ou de leurs découvertes, parfois encouragés dans cette direction par la course aux subventions.

Les récents programmes de stimulation de marché ont provoqué des investissements industriels importants. Ces programmes sont de longue durée (6

à 10 ans) et affectent toutes les étapes de la chaîne de fabrication et de commercialisation. L'industrie photovoltaïque se restructure pour former des entités industrielles et commerciales répondant à cette demande, dans un contexte de surcapacité de fabrication concernant les technologies silicium cristallin. Les grands acteurs existants ou futurs (BP, Kyocera, Sharp Siemens, Shell) investissent annuellement plusieurs dizaines de millions d'euros chacun.

BP Solar est devenu le leader de l'industrie en prenant le contrôle total de Solarex par rachat de la part d'Enron pour 45 M\$, soit 1,5 fois le chiffre d'affaires annuel. Cette nouvelle entité, comprenant environ 1 500 personnes est capable de fabriquer et vendre 30 MWe pour un chiffre d'affaires de 160 M\$. Elle combine l'expertise d'ensemblier et le réseau commercial de BP Solar avec le savoir-faire de Solarex pour la fabrication de cellules. Le portefeuille technologique du nouveau groupe couvre le silicium mono et poly-cristallin et les couches minces en silicium amorphe et tellure de cadmium. La production commerciale de ces dernières ne s'est pas développée au rythme annoncé voici quelques années en raison de difficultés techniques.

Kyocera est un groupe impliqué dans les céramiques, les semi-conducteurs, les composants électroniques et les télécommunications, avec un chiffre d'affaires total d'environ 7 milliards de dollars. L'activité photovoltaïque complète donc naturellement les autres activités du groupe. Kyocera est considéré comme le leader de la technologie poly-cristalline et a investi 50 M\$ en 1997 dans une usine d'une capacité de 35 MWe pour la fabrication de cellules de grande taille. Les ventes ont atteint 20 MWe en 1998 pour un chiffre d'affaires de 140 M\$. Cette position a été atteinte par croissance interne dans le cadre du programme de stimulation du marché intérieur japonais. Récemment, Kyocera a acheté l'ensemblier Golden Genesis afin d'étendre ses activités sur la partie aval de la chaîne de valeur en dehors du Japon. La transaction a été effectuée pour 40 millions de dollars, soit un an de C.A.

Siemens Solar, qui était pendant de nombreuses années le leader de l'industrie se retrouve maintenant en troisième position avec des ventes de 19 MW et un C.A. de 80 millions de dollars, réalisé essentiellement sur la vente de modules. Siemens Solar emploie 500 personnes et intervient sur l'ensemble de la chaîne de fabrication, depuis la préparation des lingots de silicium jusqu'à l'assemblage des modules. Les dépenses de R & D représentent 12 % du chiffre d'affaires et les investissements 14 %.

Le portefeuille technologique est ciblé sur le silicium mono-cristallin, avec le développement en cours d'une variante tri-cristalline, permettant la fabrication

- Les énergies renouvelables -

de cellules deux fois plus fines (100 à 150 microns). La compagnie a commencé la commercialisation de modules à couche mince de type Copper-Indium-Selenide, à partir de son usine pilote de Camarillo en Californie. Siemens Solar a aussi des relations de coopération avec Showa-Shell (Japon) sur ce procédé.

Photowatt est le premier fabricant européen de cellules en 1998. Son chiffre d'affaire s'élève à 25 M. euros pour un volume de 9,5 MW et une capacité de production estimée au double. La compagnie est un des leaders mondiaux dans la fabrication de plaques de silicium polycristallin. La position concurrentielle de Photowatt est rendue difficile par l'absence d'un marché intérieur français connecté au réseau. L'actionnaire principal est Automation Tooling Systems, une firme canadienne fabricant des machines pour la production de composants électroniques ; c'est une entreprise moyenne en forte croissance dont le C.A. est passé de 50 à 250 M euros entre 1994 et 1998, pour un résultat net de 20 M euros en 1998.

Shell a l'intention de devenir un acteur important dans le photovoltaïque, en s'impliquant progressivement tout au long de la chaîne. L'usine de cellules de Gelsenkirchen (Allemagne), couplée à celle de panneaux d'Helmond (Pays-Bas), a été inaugurée fin 1999 et devrait progressivement atteindre 12 MW/an et 25 MW/an lorsque le marché justifiera une deuxième chaîne de production. Shell est actif en électrification rurale (Bolivie, Afrique du Sud, Inde) et dans les toits connectés au réseau (Pays-Bas, Allemagne). A travers sa filiale japonaise, associée à Siemens-Solar, Shell a potentiellement accès aux technologies à couche mince.

Sharp se développe agressivement dans le photovoltaïque et produirait des cellules poly-cristallines au rythme annuel de 25 MWe/an, à partir d'une capacité estimée à 40 MWe. Ces activités ont une cohérence naturelle avec les autres secteurs d'activités de la compagnie (équipements et composants électroniques, écrans plats à couche silicium mince).

5.3 L'effort français dans le contexte international

La compétition industrielle est sévère sur un marché qui progresse de 20 à 30 % par an. Les entreprises de fabrication de cellules et de modules sont des PME indépendantes ou des filiales de grands groupes. L'installation de systèmes photovoltaïques et l'ingénierie associée, plus rentable, mobilisent des PME parfois intégrées dans de grands groupes. Le volume d'affaires généré dans les

pays de l'OCDE est de l'ordre de 1,1 milliard d'euros, 10 000 personnes environ travaillent dans ce secteur.

La France, 3^e pays producteur de panneaux après les Etats-Unis et le Japon, grâce à Photowatt et à l'activité des installateurs de systèmes (Total Energie, APEX notamment), est dans une situation paradoxale car le marché domestique hors DOM-TOM, est négligeable. C'est l'exportation, et depuis quelques années, grâce aux mesures de défiscalisation, les investissements dans les DOM où ils reçoivent l'appui d'EDF qui portent l'activité. Le volume d'affaires en 1997 en France est de 72 M euros et le nombre d'emplois d'environ 500. En France, les pouvoirs publics ont confié à l'ADEME la responsabilité de promouvoir cette filière technologique.

L'Union Européenne joue un rôle moteur dans la promotion de l'électricité photovoltaïque. La performance française est aussi le fruit de cet effort communautaire. Les budgets publics de R & D, de démonstration et d'ouverture des marchés ont été la même année de : 75 M euros pour la Commission, de 45 pour l'Allemagne, 18 pour les Pays-Bas et de 13 pour la France. 92 MW avaient été installés dans l'UE fin 1997 (dont 42 en Allemagne et 17 en Italie contre 6,1 en France y compris les DOM). La production européenne de panneaux était de 15 MW dont 60 % venant de France.

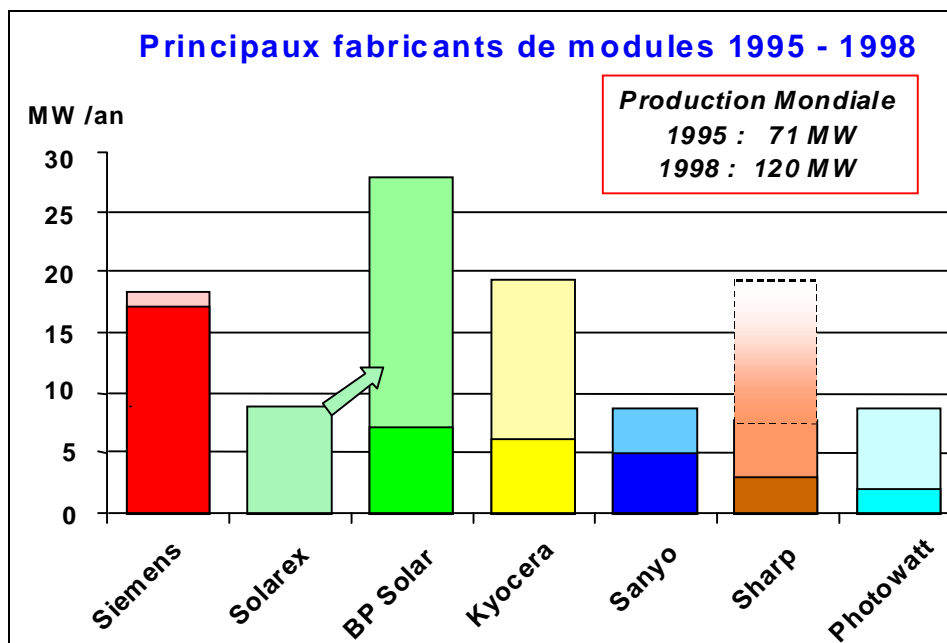
La montée en puissance des fabrications allemandes et surtout japonaises, aidées par un programme agressif de toits photovoltaïques connectés au réseau, risque d'affaiblir rapidement la compétitivité des équipements d'origine française.

- Les énergies renouvelables -

Situation du photovoltaïque fin 1997 et projets de développements

| | Etats-Unis | Japon | UE | Allemagne | Pays-Bas | Italie | France |
|--|-----------------------|-----------------------------------|---------------------|---------------------|--------------------------------------|----------------------------|---------------|
| Puissance totale installée | | | | | | | |
| Sur réseau | 30 MW | 42 MW | 57 MW | 35 MW | 1 MW | 7 MW | 0,1 MW |
| Hors réseau | 70 MW | 14 MW | 35 MW | 7 MW | 3 MW | 10 MW | 6 MW |
| Prg R&D Démonstration Diffusion. | 1 M toits solaires | 230 MW 2000 5000 MW 2005 | 500 000 systèmes | 100 000 toits PV | 250 MW 2010 1 Mx toits 2020 | 10 000 toits PV 2003 | |
| Budget public 1997 | 53 M euros | 212 M euros | 76 M euros /an | 45 M euros | 18 M euros | 3 M euros | 13 M euros |
| 1997 Volant d'affaires | 370 M euros | 230 M euros | | 100 M euros | 16 M euros | 8 M euros | 72 M euros |
| Emplois | 1 750 | 1 900 | | 1 800 | 300 | 250 | 500 |

Source : Club « Energie, Prospectives et Débats » - CGP



6. Le solaire thermique

Principe

La principale application de l'énergie thermique diffusée par le rayonnement solaire est le chauffe-eau solaire. Ainsi, une famille de 3 à 4 personnes habitant le centre de la France s'assurera une fourniture d'eau chaude sanitaire toute l'année avec 4 m² de capteurs solaires.

Un chauffe-eau solaire est un système composé de trois éléments principaux. En amont, les *capteurs thermiques* utilisent l'effet de serre pour capturer la chaleur diffusée par le soleil. Cette chaleur sera ensuite véhiculée par un *circuit de circulation* (canalisation standard) et acheminée vers le troisième élément qu'est le *ballon d'eau chaude* pour stocker l'eau chauffée.

Les différents types de capteurs

Le capteur vitré est de loin le plus utilisé. L'application type en est le chauffe-eau solaire décrit ci-dessus. Il permet selon l'ensoleillement de chauffer l'eau à des températures comprises entre 40° et 80° C. On l'utilisera également pour des systèmes combinés eau chaude-chauffage (plancher solaire direct) ¹.

Les capteurs non vitrés ou souples seront utilisés pour le chauffage des piscines. En France, ces capteurs représentent la moitié des capteurs solaires installés chaque année contre 1 % en Grèce.

Les capteurs sous vide permettent d'atteindre des températures de l'ordre de 80-120° C et leur application principale est la climatisation. Cette filière est encore très onéreuse donc peu utilisée pour le moment.

Le solaire thermique aujourd'hui....

En 1998, la surface cumulée de capteurs solaires atteignait 9,5 millions de m² dans l'Union européenne, 8,9 millions aux Etats-Unis et 6,5 millions au Japon. Les surfaces cumulées en Allemagne (2,7 millions), Autriche (2,5 millions cumulés) et Grèce (1,9 millions) représentent plus de 75 % des capteurs installés dans l'UE. En France la surface cumulée ne dépasse pas 0,7 million

(1) Un tel système fournit eau chaude et chauffage à une famille de 4 personnes avec une surface de 20 m² de capteurs solaires vitrés.

- Les énergies renouvelables -

incluant les DOM-TOM. Potentiellement, 1 million de capteur solaire peut permettre d'économiser jusqu'à 0,1 Mtep/an.

... Et demain

L'Allemagne a lancé un grand programme «SOLAR na klar» de développement de l'usage des capteurs thermiques. L'ambition est grande puisqu'elle devrait porter la surface installée annuellement à 2,5 millions de m² d'ici 2003 ce qui signifierait une surface cumulée à cette date de 9,5 millions de m². L'Autriche et la Grèce eux envisagent de porter leur surface cumulée en 2005, respectivement à 5,2 millions de m² et 4,8 millions de m². La France vient de lancer son programme Hélios 2006 dont l'objectif est d'installer au cours des 6 prochaines années 250 000 m² supplémentaires.

L'industrie

Au sein de l'UE, cette filière représente plus de 12 000 emplois et on estime à 85 le nombre de fabricant de capteurs solaires en Europe. En 1998 l'activité atteignait 555 M euros ; 93 % de ce C.A. a été généré par des entreprises allemandes, autrichiennes et grecques. Parmi les 16 principaux constructeurs européens, l'Allemagne en compte 7 qui emploient 7 000 personnes ; au sein de ces 7 on retrouve de grands groupes industriels allemands tels Viessman, Buderus ou Stiebel Eltron. L'industrie solaire thermique grecque emploie 2 200 personnes contre 2 140 en Autriche.

En France, seuls 120 emplois sont concernés par la filière et se répartissent entre 2 acteurs que sont Giordano Industries (chauffe-eau solaire) et Clipsol (plancher solaire direct).

7. La géothermie

7.1 La ressource et ses marchés potentiels

La géothermie basse température < 120 °C, fournit sous forme de chaleur 3 M tep /an, à partir de 11 GW thermique dont environ 70 % sont installés dans 7 pays : Etats-Unis, Chine, Islande, France, Italie, Hongrie, Japon. Les ressources hydrothermales à basse température sont importantes mais seules celles situées à proximité immédiate d'un marché de chaleur à basse température peuvent être économiquement exploitables. Dans la plupart des cas,

la commercialisation se fait à travers un réseau de chaleur, comprenant aussi des systèmes thermiques classiques d'écrtage de la demande. En Europe, des systèmes géothermiques sont parfois combinés avec de petites unités de co-génération.

La géothermie haute température >180 °C, produit 42 TWh/an d'électricité à partir d'une capacité de 7 GW, dont 90 % sont installés dans 7 pays : Etats-Unis, Philippines, Italie, Mexique, Japon, Indonésie, Nouvelle-Zélande. L'exploitation commerciale de ressources hydrothermales naturelles à haute température est limitée car elle demande la combinaison de conditions géologiques et hydrologiques favorables, et une situation proche d'un marché. Le potentiel ultime commercialement exploitable est estimé à 15-30 GW. Une partie seulement de ces ressources est réellement renouvelable à l'échelle d'une génération.

Bien que le potentiel de la géothermie naturelle soit limité, il existe néanmoins des ressources thermiques considérables accessibles à une profondeur inférieure à 5 000 m. Une partie de ces ressources est disponible à une température supérieure à 200 °C. En Europe, ces ressources situées en Italie, France et Allemagne pourraient alimenter quasi indéfiniment 60 GWe de génération électrique, équivalent à la moitié de la capacité nucléaire européenne, produisant 400 TWh/an pour des ventes de 20 G EUR, en incluant les réseaux de chaleur associés. Aux Etats-Unis, cette ressource pourrait alimenter 200 GWe.

L'existence de ce potentiel et la limite des ressources naturelles a encouragé l'évaluation d'un concept avancé : la géothermie des roches fracturées qui vise à exploiter cette ressource par un système artificiel de fractures et de circulation de fluide.

7.2 Les enjeux technologiques

La géothermie conventionnelle haute température est une technologie qui s'est établie au cours des années 1980-1990. Les groupes de génération électrique ont maintenant un fonctionnement éprouvé aussi bien pour les systèmes vapeur en détente directe ou avec fluide organique intermédiaire (systèmes binaires). Le forage et le design des puits ont été progressivement améliorés en intégrant les aspects spécifiques de la géothermie aux pratiques d'origine pétrolière. Depuis 1995, la libéralisation de l'industrie électrique aux Etats-Unis a forcé l'industrie à des réductions de coûts importantes. Le premium offert par le marché de

- Les énergies renouvelables -

l'électricité « verte » en Californie devrait permettre la survie de cette industrie. Les principaux enjeux sont :

- la prédiction et l'évaluation de la qualité des ressources : débit, température, pression, taille du réservoir. Les quantités et densité d'énergie manipulée sont très inférieures à celles rencontrées pour les hydrocarbures, alors que les coûts sont similaires. Un bon puits produit l'équivalent de 500 bep/j, mais un puits sec peut détruire la rentabilité d'un projet ;
- la gestion de la qualité de l'eau (corrosion, dépôts, rejets) ;
- la gestion des aspects environnementaux : rejets gazeux et liquides, bruits, impact visuel (tuyauteries, réfrigération), affaissement possible du sol.

La géothermie des roches fracturées en est au stade des essais expérimentaux visant à valider le concept sur site. Il s'agit de créer un échangeur de chaleur dans une zone à température élevée par fracturation de la roche et d'établir une boucle de circulation d'eau à travers la zone fracturée sans perdre de fluide. Il existe deux projets actifs : Soultz s/ Forêts en Europe et Hijiori au Japon.

En 1997, Soultz a démontré la création d'un échangeur à 3 500 m de profondeur et l'extraction pendant plusieurs mois de 10 MWt à partir d'une ressource à 160 °C, en circulant 25 kg/s de saumure à travers un doublet injecteur-producteur. Un approfondissement à 5 000 m a rencontré une température de 200 °C. Un nouvel échangeur sera créé à cette profondeur pour établir la maîtrise de ce processus. Soultz est un projet financé par l'UE avec la participation de Electricité de Strasbourg (EDF, Electrowatt), Pfalzwerke (RWE), ENEL et Shell à travers un GEIE.

Pour devenir économique, la technologie des roches fracturées devra :

- créer des échangeurs souterrains de grande taille ;
- diminuer de moitié les coûts de forage ;
- augmenter les débits de production d'un facteur 3 ou 4 ;
- détecter avec certitude les zones à gradient de température favorable (> 50 °C/km) ;
- réduire le coût spécifique des systèmes de génération électrique à basse température ;
- optimiser l'extraction de chaleur par modélisation du couple réservoir/échangeur.

L'impact sur l'environnement de la géothermie des roches fracturées est minime puisque le cycle du fluide est fermé. Il n'y a ni échappement gazeux ni

tuyauterie en surface grâce à l'utilisation de puits déviés et de modules à cycle binaire de petite taille (10 MW).

7.3 Les grands acteurs industriels

Unocal est le leader mondial de la géothermie avec une capacité de 2 GW et plus de 30 ans d'expérience. La compagnie opère quatre des plus grands projets mondiaux.

Caltex fournit de la vapeur à un projet de 0,3 GW en Indonésie. En outre, de la vapeur d'origine géothermique est aussi utilisée pour le balayage du champ d'huile lourde de Duri.

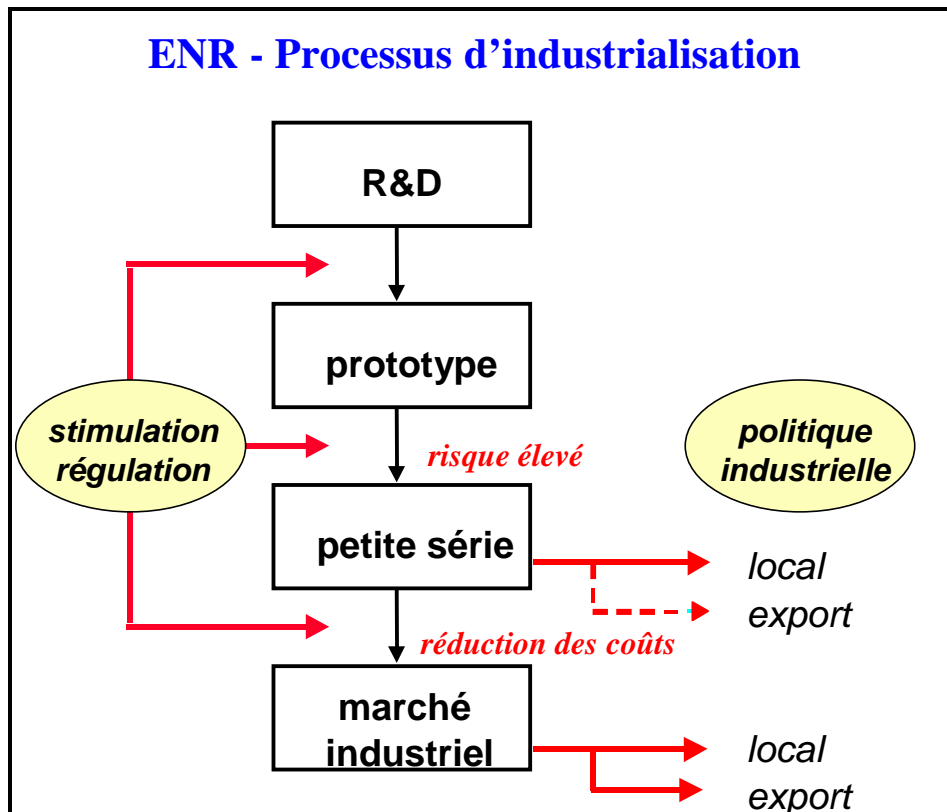
CalEnergy a été fondée en 1971 spécifiquement pour la géothermie. La compagnie opère maintenant une capacité de 1,7 GW d'origine géothermique en Californie et en Asie et s'est diversifiée dans l'hydro-électricité et les centrales turbines à gaz en cycle combiné. CalEnergy est présente en Europe par sa filiale Northern Electric.

Calpine opère une capacité de 0,9 GW d'origine géothermique aux Etats-Unis (The Geysers, en Oregon) et au Mexique (Cerro Prieto). La compagnie développe une nouvelle installation géothermique de 20 MW en Californie du Nord et participe aussi à de nombreuses installations de co-génération à partir de turbines à gaz.

En Europe, **ENEL** opère environ 600 MW électrique en Italie. **Elyo et Vivendi** sont impliqués en France, en Allemagne et en Hongrie dans des installations de réseaux de chaleur alimentées en partie par des ressources géothermiques à basse température. **Shell** participe au projet de Soultz depuis fin 1998. Une équipe cherche à identifier des possibilités de participation dans des projets géothermiques conventionnels afin d'établir un cœur de compétence à partir duquel la géothermie des roches fracturées pourrait être développée.

ORMAT est une compagnie d'ingénierie et d'équipement qui a exécuté de nombreux projets clé en main avec beaucoup de succès. La compagnie a une position dominante dans la maîtrise de la technologie du cycle binaire, utilisant des fluides organiques.

8. Les différents systèmes de stimulation des ESR



8.1 Les tarifs garantissant un achat à des prix affichés

En **Allemagne**, la loi EFL instaurée depuis 1991 garantit l'accès au réseau de l'électricité d'origine renouvelable, jusqu'à un maximum de 5 % des volumes distribués et à un prix de reprise fonction de la moyenne des prix à la consommation. Pour l'éolien, ce prix est de 90 euros/MWh. Cette pratique est en conflit avec la directive européenne sur l'électricité. Elle a cependant permis le développement d'une industrie éolienne employant 10 000 personnes. La capacité installée est passée de 0,1 à 3 GW entre 1991 et 1999. Depuis 1991, le surcoût total de ce programme par rapport au prix de marché a été de 500

millions d'euros, mais le montant annuel actuel, supérieur à 100 millions d'euros est jugé trop élevé par les grands opérateurs électriques.

En **Espagne**, un système similaire est en vigueur et a aussi donné naissance à une activité importante dans l'éolien. Le prix de reprise est fonction du prix de marché de gros auquel s'ajoute une prime « *énergie renouvelable* » dont le montant est fonction de la ressource utilisée. Pour le photovoltaïque connecté au réseau le prix de reprise est de 360 euros/MWh.

8.2 Les enchères compétitives avec un organisme régulateur

Au **Royaume-Uni**, le système a mis en évidence une baisse considérable du prix offert par l'énergie éolienne :- de 120 euros/MWh en 1992 à 44 euros/MWh en 1998. Le prix moyen de rachat proposé par les promoteurs de projets éoliens est devenu inférieur au prix moyen d'approvisionnement des compagnies de distribution (environ 50 euros/MWh). Une capacité de 350 MWe a été contractée dans ces conditions. Cependant, le manque de continuité des appels d'offres a engendré des difficultés de gestion des équipes projets et créé des goulots d'étranglement en période d'activité.

Le système a aussi souvent nui à la bonne intégration des projets dans le contexte local. Ceci a provoqué un phénomène de rejet par une partie importante de la population concernée et d'organisations puissantes comme le National Trust, ralentissant considérablement le processus d'autorisation. Par contraste, au Danemark, l'implication d'investisseurs locaux, y compris la population directement touchée, a permis en général une intégration harmonieuse des projets dans la vie locale.

En **France**, le programme Eole 2005 vise à installer une capacité de 250 à 500 MWe d'aérogénérateurs d'ici à 2005, dans le but de rendre cette énergie parfaitement compétitive. Suite à des appels à proposition lancés par EDF, les postulants soumettent le prix qu'ils souhaitent obtenir pour l'électricité éolienne produite. Le choix des projets est effectué par EDF sur l'avis d'un comité de sélection indépendant, suivant des critères économiques, techniques et environnementaux. Plus de 300 MWe ont été contractés ou proposés à ce jour. L'objectif Eole devrait donc être atteint bien avant 2005. Le prix moyen d'achat pour des installations à terre en métropole a été de 45 euros/MWh lors du dernier appel d'offres (octobre 1999).

- Les énergies renouvelables -

8.3 Le système hollandais des certificats « verts »

La structure du système et son opération

Ce système a pour but de permettre à l'ensemble des 19 compagnies néerlandaises de distribution électrique d'atteindre, au moindre coût, un objectif de fourniture d'électricité d'origine renouvelable aux consommateurs résidentiels et tertiaires. Cet objectif a été fixé après concertation entre l'association des compagnies électriques (EnergieNed) et le gouvernement. Il est de 1,7 TWh pour l'an 2000, soit environ 3 % des ventes au secteur résidentiel et tertiaire en 1995, avec des objectifs individuels assignés à chaque compagnie.

Tout producteur reçoit un certificat pour chaque production de 10 MWh d'électricité *verte*, ce qui en garantit l'origine. Celui-ci valorise ensuite son électricité en la vendant au réseau (sur la base du prix de marché de gros) et en vendant ses certificats aux distributeurs qui en ont besoin. Ce sont ceux qui doivent souscrire à une quote-part minimale d'électricité *verte* dans le cadre de l'objectif collectif de 1,7 TWh en l'an 2000, ainsi que les distributeurs qui développent des programmes de tarification *verte*.

Ce système de certificats permet également de certifier l'origine de toute électricité produite à partir des renouvelables, produite pour satisfaire à cet objectif collectif ou pour répondre à la demande des consommateurs qui souscrivent à des programmes de tarification *verte* (i.e. qui acceptent de payer leur électricité plus chère contre l'assurance qu'elle soit produite, toute ou partie, à partir des énergies renouvelables).

Des règles, des procédures et des institutions ont été instaurées pour permettre le bon fonctionnement du marché : attribution et suivi des certificats, contrôle des transactions et vérification des comptes de chaque acteur du marché. Des sanctions sont également prévues en cas de fraude ou de non satisfaction aux objectifs assignés.

Cette organisation a été mise en place par EnergieNed, l'association qui regroupe les distributeurs d'électricité, sous le contrôle du gouvernement néerlandais. C'est en particulier le gouvernement qui décide quelles sont les sources d'énergies renouvelables qui peuvent prétendre à une certification *verte*. La gestion quotidienne du système a été confiée à KEMA, un bureau d'études néerlandais indépendant. Des règles ont également été instaurées qui garantissent l'impartialité d'EnergieNed sur les transactions courantes

(EnergieNed représente après tout les intérêts des distributeurs, qui sont jusqu'à nouvel ordre les acheteurs de certificats).

Le marché des certificats *verts* est en place depuis le 1^{er} janvier 1998. La valorisation de l'électricité produite se fait à un prix permettant une bonne rentabilité des investissements dans les énergies renouvelables (~ 70 euros/MWh pour l'éolien). La stabilité de ce système et la visibilité qu'il offre aux investisseurs potentiels permet d'être optimiste pour la suite, même s'il reste des conflits à régler. L'extension de ce système au Danemark et en Belgique, ainsi que la tentative de création d'un marché « pilote » à l'échelle européenne en est la meilleure preuve.

La valorisation de l'électricité « verte » aux Pays-Bas

Avec le système de certificats *verts* actuellement en vigueur aux Pays-Bas, le producteur néerlandais d'électricité *verte* valorise son kWh de trois manières distinctes :

- par la vente de son électricité à la compagnie de distribution locale ;
- par la remise accordée par le gouvernement sur la taxe CO₂ ;
- par la vente des certificats *verts* correspondant à la quantité d'électricité produite.

Aux Pays-Bas, les compagnies de distribution rachètent l'électricité produite par des producteurs indépendants sur la base du tarif régional payé à la SEP, association des producteurs d'électricité, pour leur approvisionnement. Ce tarif d'achat, basé sur le coût évité pour la compagnie de distribution, est révisable chaque année en fonction des contraintes pesant sur l'offre et la demande. A partir de l'an 2000, ce prix sera fixé par le marché sur l'*Amsterdam Power Exchange*. En 1998, toute production indépendante, qu'elle soit d'origine fossile ou renouvelable, a ainsi été rachetée à un prix moyen de 36 euros/MWh.

Le gouvernement accorde une remise de la taxe CO₂ sur certaines sources renouvelables : éolien, photovoltaïque, micro-hydraulique (< 10 MW), bois, papier, biogaz issus des déchets agricoles, des boues de station d'épuration et des déchets ménagers. Elle est de 14 euros/MWh. Il faut en bénéficier pour obtenir la certification *verte*.

Aucune information n'a été officiellement publiée concernant le prix des certificats « verts ». Ces informations sont considérées comme confidentielles par chacun des opérateurs du marché et il n'existe pas encore de bourse des

- Les énergies renouvelables -

valeurs. EnergieNed et les professionnels des énergies renouvelables ont d'ailleurs conclu récemment un accord allant dans ce sens d'un verrouillage de l'information.

On peut néanmoins estimer ce prix à partir d'une étude réalisée par KEMA sur le potentiel des ressources renouvelables aux Pays-Bas. Cette étude estime que le prix minimal auquel il faudrait acheter le courant *verte* pour permettre l'exploitation d'un potentiel de 1,7 TWh avec un TRI de 10 % serait de 68–74 euros/MWh. Après déduction du prix de l'électricité de 36 euros/MWh et de la remise CO2 de 14 euros/MWh, ceci implique un prix pour les certificats *verts* de l'ordre de 18 à 24 euros/MWh.

Les avantages d'un système de certificats « verts »

- Par analogie avec les systèmes de permis d'émissions négociables, ce système permet d'atteindre un objectif collectif (quote-part d'électricité *verte*) au moindre coût pour la collectivité. Il permet une économie de coût par rapport à une approche réglementaire qui imposerait la même obligation aux compagnies électriques de distribution (même quota d'électricité *verte* à distribuer) dans un contexte où existent plusieurs zones de distribution et une disparité géographique dans les ressources renouvelables. EnergieNed estime ainsi que le système mis en place aux Pays-Bas induit une économie de l'ordre de 22 millions d'euros par rapport à une approche imposant le même quota à chaque distributeur.
- Le système suit l'évolution du prix de l'électricité sur le marché de gros et offre la lisibilité nécessaire pour les investisseurs en électricité *verte*, avec un volume collectif affiché et connu (1,7 TWh fin 2000). Il s'adapte aux contraintes nées de la libéralisation du système électrique néerlandais : liberté pour le consommateur de s'approvisionner auprès du producteur ou fournisseur de son choix.
- Le système fournit la structure de certification nécessaire à un « *marché de l'électricité « verte »* », sur lequel des consommateurs passent contrat avec le fournisseur de leur choix ou le distributeur local pour consommer de l'électricité d'origine renouvelable.

