

# La politique de développement des énergies renouvelables

Christian PIERRET  
Secrétaire d'État à l'Industrie

*Intervention de M. Christian Pierret, Secrétaire d'État à l'Industrie au colloque “**Diversification énergétique et protection de l'environnement : les énergies renouvelables à l'horizon 2010**”, le mardi 18 mai 1999.*

C'est avec un très grand plaisir, Monsieur le Président, que j'ai répondu à votre invitation d'intervenir aujourd'hui devant les responsables des entreprises impliquées dans les énergies renouvelables, rassemblés à votre initiative pour débattre des perspectives d'avenir de ces énergies et réfléchir à vos marchés de demain.

1

Je voudrais saisir cette occasion pour vous dire combien le Gouvernement en général, et le ministre chargé de l'Industrie en particulier se réjouissent de voir se structurer une représentation forte et influente des professionnels des énergies renouvelables.

Cette structuration et le succès que rencontre votre premier colloque si j'en juge par le nombre et la qualité des participants présents aujourd'hui traduit, et je m'en réjouis, l'émergence dans notre pays d'une véritable industrie des énergies renouvelables et la volonté des dirigeants de cette industrie d'aller plus vite et plus loin sur le chemin du développement au service de notre politique énergétique.

## 1 - La politique énergétique

Le débat qui s'est déroulé à l'Assemblée nationale le 21 janvier dernier, et au cours duquel j'ai fait une déclaration au nom du Gouvernement, a permis de dégager une vision claire et consensuelle de la politique que la France veut mettre en œuvre dans le secteur de l'énergie : une énergie de qualité, assurée dans son approvisionnement, au moindre coût pour l'économie, respectueuse de l'environnement, et accessible à tous même aux plus démunis.

Comme je l'avais rappelé à la tribune de l'Assemblée nationale, notre politique énergétique peut être définie par quelques adjectifs :

- elle doit être **sérieuse**. C'est ainsi qu'elle ne se reconnaît pas dans le "ni-tout nucléaire, ni-tout énergies renouvelables". Il faut se défier de tout ce qui pourrait compromettre l'ouverture des choix énergétiques futurs du pays ;
- elle doit être **équilibrée** quant aux énergies utilisées, quant à leur maîtrise quantitative et quant aux conséquences notamment écologiques qu'elle engendre ;
- elle doit être **diversifiée** et c'est ici que les énergies renouvelables trouvent toute leur place ;
- elle doit être **maîtrisée** pour qu'entre à nouveau dans nos priorités la préoccupation d'utilisation rationnelle de l'énergie ;
- enfin, elle doit être **responsable** et se placer résolument dans une perspective de long terme sur les plans économiques de la rentabilité et environnemental de l'innocuité pour les générations futures.

Bref, vous voyez que si le Gouvernement a souhaité donner un nouvel essor au développement des énergies renouvelables dans notre pays, ce n'est pas par dogmatisme, par caprice ou pour sacrifier à une mode passagère ; mais bien rationnellement dans le cadre d'une politique énergétique clairement définie.

## 2 - La situation des énergies renouvelables

### Où en sommes-nous aujourd'hui ?

J'ai souhaité que les bilans énergétiques officiels de la France présentent désormais la contribution des énergies renouvelables à sa juste place en intégrant les productions non commercialisées dans les circuits traditionnels.

2

Le bilan 1998 que j'ai présenté le 6 avril dernier montre que les énergies renouvelables, hydraulique compris, concourent pour 22% à notre production d'énergie primaire. **Les énergies renouvelables ne sont pas pour la France des énergies d'appoint, marginales. Elles contribuent presque quatre fois plus que le pétrole, le gaz et le charbon réunis à notre production d'énergie primaire.**

Dans l'opinion française et étrangère, l'image énergétique de la France est très marquée par le succès de notre programme électronucléaire. Nous n'avons pas à nous en offusquer, bien au contraire, mais il faut aussi observer, et faire savoir, que la France est, très loin devant l'Allemagne et le Royaume-Uni, **le premier producteur d'énergies renouvelables de l'Union européenne.**

Et, j'entends que la France reste le premier de la classe européenne en ce domaine comme dans de nombreux autres.

A cet effet, dès 1997, le Gouvernement a pris la décision de relancer avec vigueur et détermination le développement des énergies renouvelables qui s'était relâché sous l'effet conjugué du succès de notre programme électronucléaire et de la baisse des prix des énergies fossiles.

Il ne s'agit pas de développer par dogmatisme toutes les énergies renouvelables, à tout prix et dans toutes leurs applications à grand renfort de subventions publiques. Une telle politique n'aurait pour conséquence que d'affaiblir notre compétitivité, de porter atteinte à l'emploi et finalement de donner aux énergies renouvelables une image contre-productive d'énergie assistée.

Bien au contraire, mon ambition consiste à donner aux filières mûres l'impulsion nécessaire pour en permettre la plus large diffusion possible dans les applications où elles sont économiquement rentables ou proches de l'être, et à soutenir au niveau de la recherche et du développement des technologies prometteuses afin qu'elles franchissent le cap de la compétitivité.

### 3 - Les initiatives en cours

C'est dans cet esprit que j'avais invité l'Ademe à renforcer ses actions dans le domaine de l'énergie, cela a été rendu possible, le Premier ministre ayant accepté d'augmenter les moyens d'intervention de l'Agence de 500 MF dès 1999. Par ailleurs, j'avais également demandé à EDF d'amplifier ses efforts en faveur des énergies renouvelables. Il en est résulté plusieurs programmes d'actions concrètes. Sans rechercher l'exhaustivité, je citerai :

- **EOLE 2005** qui vise à doter notre pays d'un potentiel éolien de 250 à 500 MW à l'horizon 2005. Les premiers appels à propositions ont permis à EDF de retenir 31 projets pour plus de 125 MW. EDF me dit attendre des propositions pour plus de 150 MW dans le cadre de l'appel d'offre arrivant à échéance à la fin de ce mois.

Devant ce succès, **je suis heureux de vous annoncer que M. Roussely a accepté à ma demande de lancer avant la fin de l'année un nouvel appel à propositions pour 100 MW.**

- **Le plan "bois-combustible et développement local"** a permis la création dans 13 régions volontaires de véritables filières de commercialisation du bois combustible et la construction de près de 200 chaufferies collectives au bois.

Elu d'une des régions les plus boisées de France, je sais l'impact pour l'emploi et l'économie locale du bois-combustible. Le plan bois-combustible et développement local arrivant à échéance, j'ai demandé à l'Ademe de prendre de nouvelles initiatives en faveur du bois-énergie en privilégiant les actions diversifiées et proches du terrain, c'est à dire en remplaçant la logique "de guichet" par celle "de projet".

3

- **Le programme "20 000 chauffe-eau solaires dans les DOM"** connaît un succès certain. 15 000 appareils ont déjà été installés et une véritable filière industrielle a été créée. Mais il faut aller beaucoup plus vite et plus loin et tirer les leçons de cette expérience pour développer le solaire thermique en métropole. J'ai donné mon accord à l'Ademe pour **que soit lancé très rapidement en liaison avec les régions volontaires un nouveau programme de diffusion de chauffe-eau solaires et de planchers solaires directs que nous appellerons HELIOS 2006.** 30 MF par an de crédits d'État y seront consacrées ; les régions y contribuent également<sup>(1)</sup>.

Mais le succès de cette opération repose pour une large part sur vos capacités à mettre sur le marché des produits toujours plus performants, plus fiables et surtout moins chers. Notre stratégie consiste à donner à travers HELIOS 2006 l'impulsion nécessaire pour que la filière solaire thermique entre dans la spirale vertueuse de la réussite économique.

---

<sup>1</sup> Ce programme prévoit notamment l'octroi de primes aux particuliers qui peuvent se doter d'un chauffe-eau solaire. A titre d'exemple pour un panneau solaire permettant de fournir en eau chaude (200 litres) une maison de taille moyenne, un particulier recevra une aide de 6 000 F de l'Ademe pour un coût total moyen de l'ordre de 20 000 F. Cette prime pourra faire l'objet d'un complément apporté par les régions qui le souhaitent dans le cadre de leurs contractualisations avec l'Ademe (NDLR).

Enfin, plus de 1100 sites non reliés au réseau EDF disposent désormais de moyens de production d'électricité décentralisés à partir d'énergies renouvelables grâce au programme mis en œuvre dans le cadre du Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification (FACE). Les programmes Biomasse-Biogaz décidés récemment entrent dans une phase opérationnelle. L'appel à propositions lancé, à ma demande par EDF pour la fourniture d'électricité produite à partir de biogaz issu des décharges d'ordures ménagères connaît un succès d'une ampleur considérable si j'en juge par le nombre de projets reçus.

Par ailleurs, de manière à revaloriser les conditions d'achat de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables, des contrats-type d'achat aux producteurs indépendants ont été approuvés par mes services en mars 1997 pour la cogénération, mais aussi pour la petite hydraulique en octobre 1997 et en avril 1999. **J'ai le plaisir de vous annoncer que le contrat-type pour les usines d'incinération d'ordures ménagères a été approuvé hier<sup>(2)</sup>.** Celui relatif au photovoltaïque raccordé au réseau est en phase finale d'élaboration et je pense pouvoir vous dire qu'il sera approuvé avant l'été.

Ces actions concourent au développement des marchés. Il fallait aussi soutenir les efforts d'innovation et de progrès technique des entreprises. A cet effet, j'avais demandé en mars 1998 à EDF d'accroître sa participation dans le capital-investissement. Aujourd'hui les facilités de capital-risque, qui traitent de projets touchant à l'innovation, et du capital-développement, qui concerne les entreprises dont le développement est prometteur ont été mises en œuvre par Synergie Développement Services et sont pleinement ouvertes aux entreprises du secteur des énergies renouvelables.

Ces différentes initiatives commencent à porter leurs fruits. Nous procéderons par exemple prochainement à l'inauguration des premières fermes éoliennes du programme EOLE 2005 dont deux comportent des machines innovantes de conception et de fabrication française.

4

Elles se traduisent également par les résultats de vos entreprises qui connaissent actuellement une croissance à deux chiffres et augmentent leurs effectifs ce dont je me félicite.

## 4 - Les perspectives d'avenir

Vous avez placé aujourd'hui votre colloque sous le thème des énergies renouvelables à l'horizon 2010. Sans prétendre épuiser un sujet vaste et complexe mais pour contribuer à alimenter vos réflexions de cette après-midi, je voudrais évoquer quelques-uns des défis que nous aurons ensemble à relever.

### ***1<sup>er</sup> défi : la modernisation et le développement du service public de l'énergie***

Le marché intérieur de l'électricité et du gaz va se mettre progressivement en place. Dans ce domaine plus encore que dans d'autres, les lois du marché ne conduisent pas nécessairement vers le meilleur des mondes possibles.

Si rien n'était fait, les énergies renouvelables seraient, à l'exception de la grande hydraulique, exclues du marché de la production de l'électricité. C'est pourquoi j'ai veillé à ce que le projet de loi sur le

---

<sup>2</sup> Ce contrat type fixe la rémunération des exploitants sur une durée de 15 ans, ce qui leur donne la visibilité nécessaire pour évaluer la rentabilité de leurs investissements (NDRL).

service public de l'électricité en cours d'examen par les Assemblées comporte des dispositions propres à garantir un accès privilégié au réseau et une rémunération appropriée pour les kWh produits à partir d'énergies renouvelables. Ce projet de loi permet également la poursuite des opérations d'électrification des sites isolés par énergies renouvelables dans le cadre du FACE.

En outre, au-delà de la réglementation, j'ai demandé à EDF d'étudier la possibilité de proposer à ses abonnés un "tarif vert" garantissant que l'électricité fournie soit exclusivement d'origine renouvelable. Je suis convaincu que nombre de nos concitoyens accepteront de consentir un effort financier supplémentaire pour bénéficier d'une énergie nationale, propre et créatrice d'emplois.

### ***2<sup>ème</sup> défi : Associer les Autorités locales à la politique de soutien aux énergies renouvelables***

Au cours des mois qui viennent, les Autorités locales auront à se déterminer sur leur contribution à la politique nationale de l'énergie. Elles débattent actuellement du projet de schéma de services collectifs de l'énergie que Mme Voynet et moi-même leur avons récemment adressé. Dans ce cadre, une identification des gisements locaux d'énergies renouvelables disponibles sera opérée.

Ces travaux serviront ultérieurement de base aux contrats de plan Etat-Régions pour la période 2000-2007. J'ai en effet demandé que ces contrats de plan comportent désormais un volet "énergies renouvelables".

A l'évidence, les collectivités locales disposent par leur connaissance du terrain d'une position privilégiée pour accélérer la croissance des énergies décentralisées. Il est de notre responsabilité collective de les mobiliser autour des énergies renouvelables, afin que par exemple, la France puisse mieux tirer profit des Fonds structurels européens, insuffisamment utilisés, pour développer les énergies renouvelables.

### ***3<sup>ème</sup> défi : mieux tirer parti des actions de l'Ademe***

5

L'Ademe dont je salue le Président Pierre Radanne ici présent, a connu au cours de ces derniers mois une réorganisation en profondeur : ses statuts ont été modernisés, ses modalités d'intervention ont été repensées pour les rendre plus proches du terrain et plus personnalisées, ses moyens d'intervention et ses moyens en personnel enfin ont été renforcés. Ainsi, 100 agents supplémentaires seront recrutés en 1999 pour accroître les capacités d'intervention de l'Agence en faveur de la maîtrise de l'énergie et du développement des énergies renouvelables.

L'Ademe ainsi modernisée et renforcée doit constituer une véritable force au service des énergies renouvelables. Il importe que votre profession s'approprie véritablement l'action de l'Ademe afin que nous puissions ensemble tirer les bénéfices d'un effet de synergie.

### ***4<sup>ème</sup> défi : agir en synergie avec l'Union européenne***

L'Europe place le développement des énergies renouvelables au premier rang de ses préoccupations. Elle entend y consacrer des moyens considérables tant au niveau de la recherche et de l'innovation technologique qu'au stade de la diffusion des technologies mûres.

Nous pouvons raisonnablement attendre du 5<sup>ème</sup> Programme Cadre de Recherche Développement et du Programme cadre énergie récemment adoptés, ainsi que de la future "campagne de décollage" dont nous avons débattu la semaine dernière lors du dernier Conseil des ministres chargés de l'énergie, un soutien européen à nos actions en faveur des énergies renouvelables de l'ordre de 200 MF/an.

Encore faut-il que nous puissions nous organiser, et je demande à l'Ademe d'y veiller tout particulièrement, pour mieux maîtriser collectivement les procédures communautaires et tirer d'avantage profit des facilités qui nous sont ainsi offertes.

***5ème défi : Associer plus largement les investisseurs privés au développement des énergies renouvelables.***

Le marché des énergies renouvelables en France, mais aussi dans le monde entier connaît un rythme de croissance soutenu. Les experts s'accordent pour prévoir à l'horizon 2010 l'amplification de cette tendance.

Pour faire face à cette forte croissance de la demande et pour soutenir votre légitime ambition de développement, vous aurez besoin des capitaux propres indispensables au financement dans de bonnes conditions de vos investissements productifs. Or, ces ressources sont rares et difficiles d'accès pour les PMI.

J'ai demandé à l'Ademe de me faire des propositions sur les moyens de faire en sorte que les "hauts de bilan" de nos entreprises impliquées dans les énergies renouvelables soient à la mesure de vos ambitions de croissance.

**CONCLUSION**

En conclusion, je voulais dire que le Gouvernement attend beaucoup de vous, industriels, assembleurs, et exploitants d'installations pour relever les défis qui s'attachent à notre volonté commune de faire de la France le premier pays producteur d'énergies renouvelables à l'horizon 2010.

6

Je peux aussi vous assurer que vous trouverez toujours auprès du ministre chargé de l'Industrie un interlocuteur particulièrement attentif à vos préoccupations.

# Le bilan de la politique de développement des énergies renouvelables

## **L**e bois combustible

Le bois combustible est, après l'hydraulique, notre principale ressource énergétique renouvelable. Avec 9,1 Mtep, notre production de bois combustible est supérieure à nos productions nationales de charbon, de gaz et de pétrole réunies.

Les actions visent à organiser de manière durable l'utilisation du bois à des fins énergétiques en structurant l'offre de bois (production et transport) et en consolidant la demande (chauffage des bâtiments collectifs résidentiels, tertiaires ou industriels). A cette fin, deux programmes ont été mis en œuvre par l'Ademe à la demande des pouvoirs publics.

**Le Plan "bois-énergie et développement local"**, lancé en 1994 en liaison avec les régions, a conduit au 1<sup>er</sup> janvier 1999 à la réalisation de 188 chaufferies (120 dans le secteur de l'habitat collectif et 68 dans les secteurs industriel et tertiaire), pour une puissance installée globale de 150 MW et consommant 36 000 tep/an de bois. Ces installations représentent un investissement total de 345 MF. Elles ont bénéficié d'une subvention totale de 75 MF dont 47 MF provenant de l'Etat (Ademe).

**Le Plan "bois-déchets"**, annoncé par Christian Pierret en février 1998, vise à encourager l'utilisation énergétique des déchets de bois de toute nature en évitant ainsi leur mise en décharge. Il comporte une procédure

d'aide à la décision (jusqu'à 50% de la prestation de conseil) et une procédure de d'aide à l'investissement (jusqu'à 40% de l'investissement). Les premières aides à l'investissement ont été accordées dans le cadre du Fonds de modernisation de la gestion des déchets (FMGD).

L'Ademe consacrera désormais une enveloppe de l'ordre de 65 MF/an pour des actions diversifiées en faveur du bois-énergie, au plus proche des besoins exprimés par les porteurs de projets locaux (aides à la décision, à la démonstration et à l'investissement).

### **L'Eolien**

**L'appel à propositions EOLE 2005** vise à doter la France, à l'horizon 2005, d'une capacité éolienne de 250 à 500 MW. Le mécanisme retenu, un appel à propositions où le prix d'achat proposé par le contractant est déterminant, vise à faire émerger les projets les plus proches de la compétitivité.

Un premier appel à propositions pour 50 MW s'est traduit en 1997 par la sélection de 20 projets d'une capacité totale de 77,5 MW.

La première tranche, réservée à la Corse et aux DOM, du deuxième appel à propositions a permis la sélection de 11 projets d'une capacité totale de 47,8 MW (pour 25 MW proposés).

L'impact actuel d'EOLE 2005 consiste donc à installer 125,3 MW éoliens avant la fin de l'an 2000.

La deuxième tranche du deuxième appel à propositions, réservée à la France continentale a été publiée avec pour date de dépôt des projets le 30 avril 1999. Elle porte sur une capacité de 75 MW même si EDF a reçu des propositions bien supérieures.

Le programme EOLE 2005 a permis l'émergence ou le renforcement d'une industrie française de l'éolien (Jeumont Industrie, Vergnet...) et d'entreprises nationales d'exploitation de fermes éoliennes. Le prix de rachat de l'électricité d'origine éolienne proposé à EDF par les porteurs de projets poursuit sa décroissance (de 0,38 à 0,34 F/kWh). La filière devrait être pleinement compétitive à moyen terme.

Pour assurer dans la continuité, sans arrêt ni à-coup, le développement harmonieux de la filière éolienne, Christian Pierret a demandé à EDF de lancer un nouvel appel à proposition fin 1999 pour 100 MW.

### **Le solaire thermique**

Le programme "**20 000 chauffe-eau solaires** dans les DOM" avait pour objectif l'installation en 5 ans de 20.000 chauffe-eau solaires dans les Antilles, la Guyane et la Réunion. Ces moyens de production d'eau chaude sanitaire sont en effet bien



adaptés au climat de ces régions et, de plus, les énergies concurrentes (électricité) ont un coût de production ou de mise à disposition élevé.

Au 1<sup>er</sup> janvier 1999, près de 15 000 chauffe-eau solaires ont été installés dans le cadre du programme. Grâce à l'effet de série qu'il induit, le prix unitaire d'acquisition des chauffe-eau solaires a connu une décroissance de 30%. En outre, des réseaux locaux performants de maintenance et de réparation ont été créés.

Pour intensifier cette action, Christian Pierret a donné son accord à l'Ademe pour la mise en œuvre, en liaison avec les régions volontaires, d'un nouveau programme, **HELIOS 2006**, destiné à soutenir en métropole le développement des chauffe-eau solaires et du plancher solaire direct et doté d'un budget de 30 MF/an.

### L' électrification des sites isolés

Depuis 1995, une enveloppe spéciale de 100 MF par an a été constituée au sein du Fonds d'Amortissement des charges d'Electrification (**Face**) afin d'assurer le financement d'actions de maîtrise de l'énergie ou d'installations décentralisées de production d'électricité par énergies renouvelables.

Il est en effet souvent moins coûteux pour la collectivité d'agir sur la demande d'électricité ou d'installer des moyens décentralisés de production que de renforcer ou de créer à grand frais une ligne électrique pour satisfaire les besoins d'un site isolé.

A la fin de 1998, 1128 sites (dont 656 dans les DOM) ont obtenu un financement pour acquérir un équipement en énergies renouvelables. Ils représentent une puissance installée de 914 kW, dont les 2/3 en photo-

voltaïque. Près de 1 400 km de lignes électriques ont ainsi été évitées qui auraient coûté 589 MF.

### La biomasse pour la production d'électricité

En février 1998, Christian Pierret avait annoncé deux nouveaux programmes de développement des ER :

- Le programme "**biogaz**", pour la valorisation énergétique du méthane issu des décharges d'ordures ménagères et des stations d'épuration, comporte d'une part une procédure d'aide à la décision en cours de finalisation par l'Ademe et d'autre part des appels à propositions lancé par EDF pour la fourniture d'électricité produite à partir de biogaz. Un premier appel à propositions pour une capacité de 10 MW, publié en octobre 1998, a fait l'objet de 56 déclarations d'intention. Les offres viennent d'être remises à EDF.

Le programme "**biomasse-électricité**" est destiné à permettre la réalisation d'une ou deux installations expérimentales de production d'électricité à partir de biomasse en vue d'évaluer en vraie grandeur la compétitivité de la filière. EDF prépare à cet effet un appel à propositions pour la fourniture d'électricité à partir de biomasse pour une capacité globale de 10 MW.

Si, à l'issue du premier appel à propositions, la filière apparaît comme suffisamment proche de la compétitivité, un contrat-type d'achat de l'électricité produite à partir de biogaz pourra être élaboré. Dans le cas contraire, un nouvel appel à propositions pourrait être lancé.

### La revalorisation des conditions d'achat de l'électricité produite à partir d'ER

S'agissant des filières matures de production d'électricité à partir d'ER, il avait été décidé de revaloriser les conditions d'achat par EDF de l'électricité produite, par le biais de contrats-types régissant les relations sur le long terme entre EDF et les producteurs indépendants.

De tels contrats-types ont été approuvés par les Pouvoirs Publics pour les filières **hydraulique** et **cogénération**.

Le contrat-type pour la filière "**incinération des ordures ménagères**" vient d'être approuvé par le secrétaire d'État à l'Industrie.

Le contrat-type "**photovoltaïque relié au réseau**" devrait pouvoir être finalisé avant l'été. ■



# Le développement récent de la cogénération en France

Alors que depuis le début des années 80 la cogénération a connu une croissance importante aux USA et dans la plupart des pays européens, la France est restée jusqu'à une date récente dans une situation atypique de faible développement de cette technique.

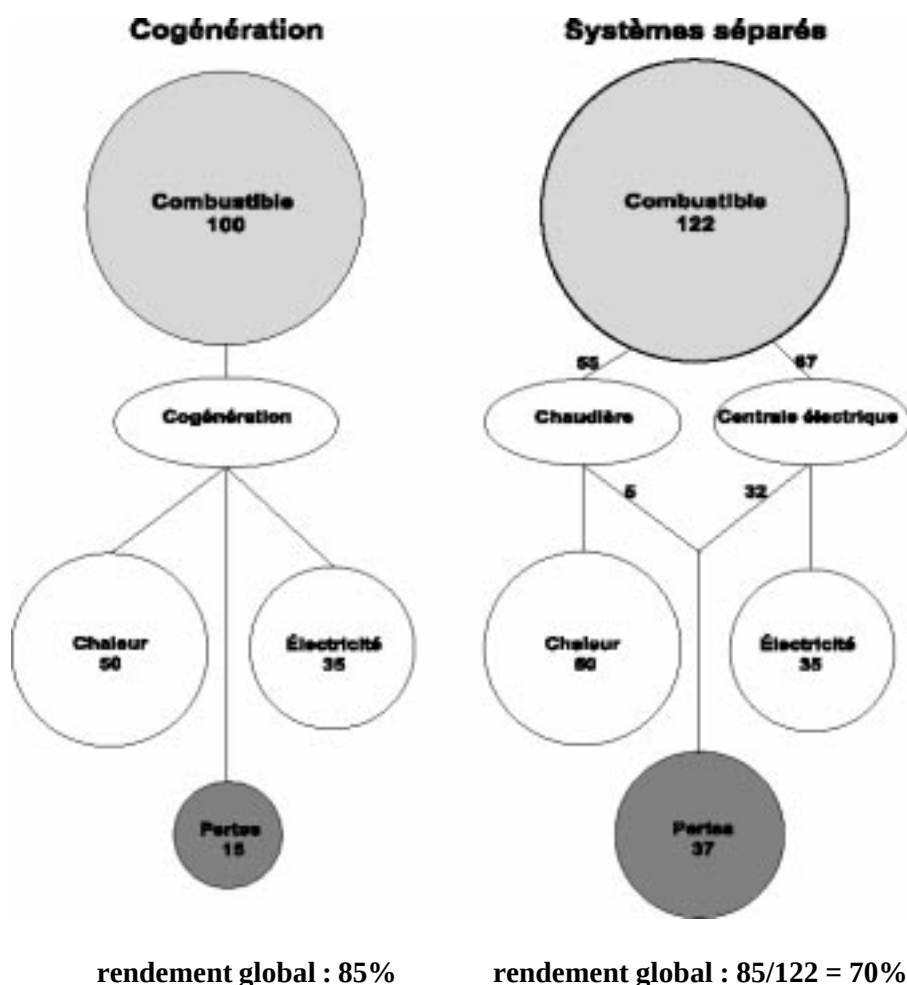
Considérant que la production combinée de chaleur et d'électricité présente de nombreux atouts au titre de notre politique énergétique, les Pouvoirs publics ont pris, au cours de ces dernières années, un ensemble de mesures pour mettre progressivement en place un cadre juridique, fiscal, technique et économique favorable à son développement.

Ces mesures se sont révélées efficaces puisqu'elles se traduisent aujourd'hui par un nombre important de projets d'installations de cogénération dans l'ensemble des secteurs de l'industrie, du tertiaire et des réseaux de chaleur et ceci pour l'ensemble de la gamme de puissance à partir de quelques centaines de kW électriques jusqu'à une centaine de MW électriques.

## Les avantages de la cogénération

La différence essentielle entre la cogénération et les centrales de production d'électricité thermiques classiques ou nucléaires réside dans le principe de la récupération et de l'utilisation de la chaleur produite par la cogénération alors que, dans le cas des centrales thermiques, la vapeur turbinée pour produire l'électricité est ensuite rejetée dans le milieu naturel.

De ce fait, la cogénération se caractérise par un excellent rendement énergétique. Elle permet des économies d'énergie primaire par rapport à des productions distinctes d'électricité (centrales électriques) et de chaleur (chaudières des utilisateurs).



Pour fournir les mêmes quantités de chaleur utile et d'électricité qu'une cogénération, une installation à systèmes séparés (chaudière à 90 % de rendement et centrale électrique à 52,5 % de rendement) consomme 22 % de combustible en plus.

On distingue trois grandes familles de cogénération :

- la **turbine à vapeur** : depuis de nombreuses décennies cette technique est utilisée couramment par les industriels qui ont des besoins importants de chaleur et d'électricité (chimie, papeterie, sucrerie, ...).

- Le **moteur thermique** : il fonctionne généralement au fioul domestique ou au gaz et est particulièrement adapté au chauffage de locaux pour des puissances limitées.

- La **turbine à combustion** : c'est à partir du milieu des années 80 que cette technique (turbine aérodérivée) s'est développée, essentiellement dans l'industrie et les réseaux de chaleur ou les hôpitaux ayant des besoins énergétiques importants.

Ces différentes techniques produisent de façon combinée et simultanée de l'énergie thermique et de l'énergie mécanique :

- L'énergie thermique est récupérée sur les gaz d'échappement et les circuits de refroidissement des moteurs ou turbines à gaz ou sur la vapeur détendue dans les turbines à vapeur.

- L'énergie mécanique qui est aujourd'hui, dans la quasi-totalité des cas, transformée en électricité par couplage avec un alternateur, peut également entraîner directement des compresseurs, ventilateurs, pompes...

10

Compétitive par rapport à des moyens de production centralisés, la cogénération présente également un intérêt en terme de diversification du parc de production électrique et peut permettre dans certaines conditions d'éviter des coûts de développement des réseaux électriques et des pertes en ligne.

Elle constitue un facteur de compétitivité pour les entreprises présentant des besoins de vapeur importants (chimie, industrie papetière, industrie sucrière, industrie automobile...). En conjuguant une production de vapeur à une production d'électricité, soit autoconsommée, soit vendue au réseau, la cogénération peut réduire

leur facture énergétique et leurs émissions polluantes, diminuer la sensibilité aux évolutions des coûts énergétiques et assurer le secours électrique en cas d'incidents sur le réseau public.

La cogénération est également une solution énergétique attractive pour le secteur tertiaire (hôpitaux, aéroports, écoles...) ainsi que pour les collectivités locales (réseaux de chaleur alimentant des ensembles immobiliers et valorisation énergétique des ordures ménagères).

La promotion de la production combinée de chaleur et d'électricité s'inscrit dans la stratégie communautaire

définie par la résolution du Conseil de l'Union européenne du 8 décembre 1997. Celle-ci souligne en effet que la cogénération peut apporter une contribution importante à la réduction des principaux gaz à effet de serre<sup>1</sup> et fixe comme objectif le doublement, d'ici 2010, de la part globale de la production cogénérée dans l'ensemble de la Communauté, à charge pour les Etats membres de prendre les mesures nécessaires.

### Quelles mesures ont été prises pour favoriser le développement de la cogénération ?

Si le marché de la cogénération s'est fortement développé aux Etats-Unis et en Europe du nord dès le début des années 80 et, plus récemment, dans l'Europe du sud, notre spécificité nationale en matière de production d'électricité, marquée par un opérateur dominant (EDF) et une filière de production d'électricité performante (l'énergie nucléaire), avait laissé une place réduite au développement de la cogénération.

L'intérêt et les enjeux qui s'attachent au développement de la cogénération sur les plans énergétique et industriel ainsi que la situation particulière de la France sur le plan international ont amené les Pouvoirs publics à engager une politique spécifique en faveur du développement de cette filière énergétique.

#### Un dispositif fiscal favorable

Parallèlement à un amortissement fiscal accéléré sur un an et à des possibilités d'exonération de la taxe professionnelle, a été mise en place, en 1993, une exonération de la TICGN

<sup>1</sup>Sur le plan environnemental, le bilan de la cogénération en termes d'émissions est généralement considéré comme positif. C'est indéniablement le cas lorsque l'électricité produite par la cogénération se substitue à une production électrique à partir de combustibles fossiles. Des études sont actuellement menées par la Mission interministérielle sur l'effet de serre pour évaluer plus précisément le bilan environnemental de la cogénération dans le contexte particulier du système électrique français, où l'essentiel de la production centralisée est assuré par le nucléaire et l'hydraulique non émetteurs de gaz à effet de serre.

(taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel) et de la TIPP (taxe intérieure sur les produits pétroliers) sur les livraisons de gaz et fioul lourd destinées à être utilisées dans des installations de cogénération pendant une durée de 5 ans à compter de la mise en service de ces installations. Cette mesure importante a été reconduite, dans le cadre de la loi de finances pour 1996, pour toutes les installations dont la mise en service interviendrait avant le 31 décembre 2000.

### ***Une obligation d'achat permanente pour EDF d'acheter l'électricité des cogénérateurs***

La loi de nationalisation de l'électricité de 1946 et un décret de 1955 ont institué une obligation, pour EDF et les entreprises de distribution non nationalisées, de passer des contrats d'achat pour l'électricité produite par, notamment, des installations de cogénération d'une puissance inférieure à 8 MVA ou sans limite de puissance pour celles qui fonctionnent par récupération d'énergies résiduelles, qui utilisent des déchets ménagers ou qui alimentent des réseaux de chaleur.

Le gouvernement a souhaité que la suspension de l'obligation de passer des contrats d'achat avec des producteurs autonomes (prévue par ce décret de 1955), qui peut être décidée par le ministre en cas de surcapacité de production d'électricité constatée sur le territoire, n'entrave pas le développement de la cogénération et des énergies renouvelables. C'est pourquoi un nouveau décret a été pris en décembre 1994 de manière à rendre permanente l'obligation d'achat par EDF de l'électricité produite par les installations de cogénération et les installations utilisant des énergies renouvelables<sup>i</sup>.

Pour bénéficier de ces dispositions, les installations de cogénération doivent obtenir un "certificat de conformité", établi par l'administration, qui atteste le respect des caractéristiques suivantes<sup>ii</sup> :

- rendement énergétique global de 65% minimum,
- rapport chaleur / force supérieur à 50%,
- utilisation effective de la chaleur produite.

### ***La définition des conditions techniques de raccordement au réseau public***

Des dispositions techniques sont nécessaires pour limiter les perturbations susceptibles d'être provoquées par les installations de production autonome d'énergie électrique dans l'exploitation des réseaux publics auquel elles sont raccordées. Ces dispositions ne doivent toutefois pas constituer une entrave au développement de la cogénération. C'est pourquoi les Pouvoirs publics ont décidé d'établir, en concertation avec les producteurs autonomes d'une part et les exploitants des réseaux publics d'autre part, des règles qui soient non discriminatoires et publiées<sup>iii</sup>.

### ***La mise en place de nouvelles conditions d'achat de l'électricité produite***

Le ministère de l'Industrie a également lancé en 1995 un examen approfondi des conditions d'achat par EDF de l'électricité produite par cogénération, dans le but de rendre ces conditions d'achat plus incitatives.

Les objectifs poursuivis étaient les suivants :

- 1) Inciter à un dimensionnement et à un fonctionnement des cogénérations

en fonction des besoins de chaleur et non en fonction des opportunités de la tarification de l'électricité.

- 2) Refléter correctement les coûts de développement évités pour le système électrique, tout en conservant une certaine flexibilité (possibilité d'adapter les conditions d'achat aux évolutions susceptibles d'intervenir sur les coûts de développement, sans pénaliser le stock d'installations existantes).

- 3) Donner aux cogénérateurs une garantie sur les conditions de rémunération au moment où ils engagent leurs investissements afin qu'ils puissent évaluer la rentabilité de leur projet en toute connaissance de cause.

- 4) Limiter les risques pesant sur les cogénérateurs (risque en cas de défaillance, risque sur le prix du combustible, risque lié aux évolutions tarifaires...)

Les travaux réalisés sous l'égide de la DIGEC ont permis d'aboutir, fin 1996, à un accord d'EDF et des représentants des cogénérateurs (industriels et réseaux de chaleur) sur un nouveau dispositif de conditions d'achat comportant des améliorations significatives par rapport au système de tarifs d'achat appliqué jusqu'alors.

Ainsi un nouveau modèle de contrat d'achat, approuvé par le ministère en mars 1997, a fixé la rémunération des cogénérateurs sur 12 ans, durée cohérente avec la durée d'amortissement des installations. Il comporte des conditions de rémunération approuvées par les pouvoirs publics et proposées de façon identique, à un moment donné, à tous les candidats producteurs, y compris à ceux ne bénéficiant pas de l'obligation d'achat (projets industriels de plus de 8 MW).

Une innovation importante du nouveau dispositif réside dans la date d'effet du contrat. Un cogénérateur peut signer un contrat dès lors qu'il a pris sa décision d'investissement et obtenu le certificat de conformité délivré par la DRIRE. Il dispose alors d'un délai de 24 mois pour mettre en service son installation, la mise en service pouvant intervenir à tout moment. Au-delà du délai de 24 mois (et sauf retard imputable à EDF ou dû à un cas de force majeure), le contrat est résilié et le cogénérateur doit passer un nouveau contrat, sur la base des conditions de rémunération en vigueur à ce moment.

Par ailleurs, un complément de rémunération est accordé aux cogénérations présentant une bonne efficacité énergétique.

Enfin, les conditions de rémunération proposées dans les contrats d'achat sont fondées sur les "coûts évités" c'est à dire qu'elles sont calculées à partir du coût du moyen de production qui serait installé par EDF, en l'absence de la cogénération, si le système électrique devait se développer. On retient comme moyen de production évité un cycle combiné au gaz de 650 MW qui peut être considéré comme l'équipement le plus compétitif pour une large plage de durées annuelles de fonctionnement aux prix actuels du gaz.

Une actualisation<sup>2</sup> des conditions d'achat est intervenue début 1999 dans l'attente du dispositif qui résultera de la prochaine loi de modernisation et de développement du Service public de l'électricité ; le dispositif transitoire mis en place, qui concerne les nouveaux projets de cogénération relevant de l'actuelle obligation légale d'achat (pour un plafond de 500 MW), a notamment revalorisé l'incitation complémen-

taire pour les installations les plus performantes.

### Le décollage de la cogénération en France

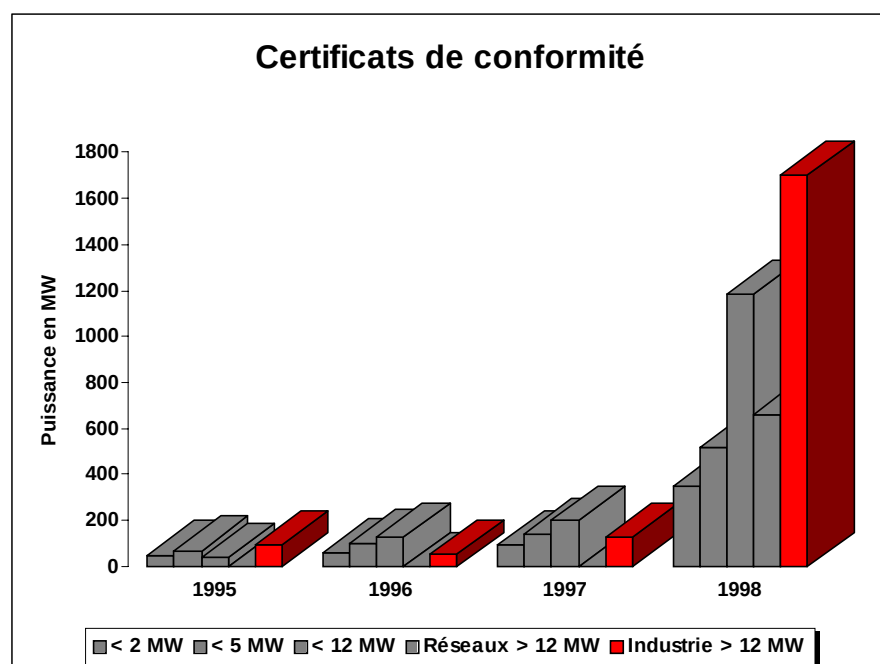
Jusqu'à une période récente, le parc de cogénération était en quasi-totalité constitué de turbines à vapeur produisant de l'électricité et de la chaleur pour les besoins propres des grandes industries (chimie, sidérurgie, papeterie, sucrerie, ...) ; il représentait une puissance électrique totale installée stable d'environ 3 000 MW, soit 3% de la capacité totale du parc de production natio-

nal (à titre de comparaison, la cogénération représentait en moyenne 13 % de la production électrique en Europe et même plus de 30% pour certains pays tels que les Pays-Bas, le Danemark et la Finlande).

L'ensemble des mesures prises par les Pouvoirs publics, en particulier le nouveau contrat d'achat de l'électricité de 1997, ont permis le décollage de cette technologie dans notre pays en 1998.

Les *certificats de conformité* délivrés par les DRIRE<sup>3</sup> ont progressé de la manière suivante :

| Année        | Nombre d'installations | Puissance électrique totale en MW |
|--------------|------------------------|-----------------------------------|
| 1995         | 67                     | 249                               |
| 1996         | 94                     | 330                               |
| 1997         | 149                    | 562                               |
| 1998         | 638                    | 4407                              |
| <b>Total</b> | <b>948</b>             | <b>5323</b>                       |



<sup>2</sup> Ces dispositions transitoires peuvent être consultées sur l'espace internet Énergies et matières premières [www.industrie.gouv.fr/energie/se\\_elec.htm](http://www.industrie.gouv.fr/energie/se_elec.htm)

<sup>3</sup> Evaluation provisoire réalisée en janvier 1999.

De nombreux contrats d'achat d'électricité ont été signés ou ont vocation à l'être prochainement : les 309 projets de contrats qui, au 16 avril 1999, ont été soumis à l'approbation du ministère représentent une puissance totale de 1545 MW (inclus dans les 5323 MW ayant obtenu un certificat de conformité). Ils se répartissent de la manière suivante :

- 61 contrats de moins de 1 MW représentant 53 MW
- 216 contrats entre 1 et 8 MW représentant 729 MW
- 11 contrats de plus de 8 MW représentant 157 MW pour les réseaux de chaleur
- 20 contrats de plus de 8 MW représentant 606 MW pour le secteur industriel.

Les techniques de cogénération installées depuis ces dernières années ou en projet sont en général des moteurs fonctionnant au gaz naturel pour les petites puissances et des turbines à combustion au-delà de quelques MW.

### Quel avenir pour la cogénération ?

Le projet de loi relatif à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, adopté en première lecture par l'Assemblée nationale, traduit l'ambition du Gouvernement de conjuguer le renforcement du service public de l'électri-

cité avec l'introduction d'éléments de concurrence, en particulier dans le domaine de la production.

Ainsi, tout producteur pourra, moyennant l'obtention d'une autorisation, s'installer librement sur notre territoire et accéder au réseau public de transport pour livrer son électricité à des clients éligibles. Les cogénérateurs pourront ainsi accéder à ce nouveau marché.

Toutefois, il est apparu légitime de prendre en compte, dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements de production décidée les pouvoirs publics, le cas des installations qui ne trouveraient pas de client sur le marché compte tenu notamment de leur petite taille. C'est pourquoi, pour de telles installations, le projet de loi conforte le principe de l'obligation d'achat et prévoit de réglementer les conditions d'achat.

L'obligation d'achat a vocation à s'appliquer à l'électricité produite :

- par les installations qui valorisent des déchets ménagers ou assimilés ou qui visent l'alimentation de réseaux de chaleur, sans limite de puissance,
- ou, dans la limite d'une puissance de 12 MW, par les installations qui utilisent des énergies renouvelables ou qui mettent en œuvre des techniques performantes en terme d'efficacité énergétique, telles que la cogénération, lorsque ces installa-

tions ne peuvent trouver des clients éligibles dans des conditions raisonnables au regard du degré d'ouverture du marché national de l'électricité.

Le projet de loi prévoit également que les surcoûts qui peuvent résulter de cette obligation d'achat, par référence aux coûts d'investissement et d'exploitation évités à EDF, font l'objet d'une compensation par un fonds du service public de la production d'électricité, alimenté par un prélèvement sur l'ensemble des opérateurs du secteur.

Ainsi, la présence des cogénérations de petite puissance devrait continuer à s'affirmer au cours des prochaines années grâce au maintien du système de l'obligation d'achat, d'une part, et à la baisse des prix qui devrait résulter de la standardisation des équipements, d'autre part.

Parallèlement, les cogénérations de plus forte puissance devraient trouver leur place dans le cadre de l'ouverture du marché de l'électricité et poursuivre ainsi leur développement : des projets industriels de plusieurs centaines de MW ont d'ailleurs déjà fait l'objet de décisions d'investissement, notamment dans les secteurs du raffinage et de la sidérurgie. ■

**Brigitte LOUBET**  
Service Électricité  
DIGEC

13

#### Textes de référence :

<sup>1</sup> Décret n°94-110 du 20 décembre 1994 modifiant le décret n°55-662 du 20 mai 1955 réglant les rapports entre les établissements visés par les articles 2 et 23 de la loi du 8 avril 1946 et les producteurs autonomes d'énergie électrique.

<sup>ii</sup> Arrêté du 23 janvier 1995 relatif aux installations utilisant des techniques de cogénération en application de l'article 1<sup>er</sup> du décret n°55-662 du 20 mai 1955 modifié.

<sup>iii</sup>

- Cahier des charges de la concession à EDF du réseau d'alimentation générale (décret du 23 décembre 1994 et avenant à la convention de concession du 10 avril 1995)

- Arrêté du 14 avril 1995 relatif aux conditions techniques de raccordement au réseau public des installations de production autonome d'énergie électrique

- Arrêté du 21 juillet 1997 relatif aux conditions techniques de raccordement au réseau public des installations de production autonome d'énergie électrique de moins de 1 MW

- Arrêté du 3 juin 1998 relatif aux conditions techniques de raccordement au réseau public HTA des installations de production autonome d'énergie électrique de puissance installée supérieure à 1 MW

- Un nouvel arrêté précisera prochainement les conditions applicables aux installations de moins de 120 MW raccordées au réseau haute tension HTB et de nouveaux travaux vont être engagés pour établir les règles qui seront applicables aux installations de production de plus de 120 MW.

# La desserte gazière, ou comment conjuguer service public et ouverture du marché

**P**lus des deux tiers des Français résident aujourd'hui dans des communes desservies en gaz naturel. Mais ces dernières, au nombre d'environ 7000, restent quatre fois moins nombreuses que celles qui ne sont pas reliées au réseau gazier. Si l'extension de la desserte s'est accélérée ces dernières années, passant de 200 à 350 communes par an, elle ne saurait concerner la totalité du territoire avant longtemps. Contrairement à l'électricité, le gaz naturel est en effet substituable pour la quasi-totalité de ses usages par d'autres énergies, parfois bien moins chères à acheminer sur place, de sorte qu'il pourrait être très coûteux pour la collectivité de subventionner une extension déraisonnable du réseau de gaz.

L'article 50 de la loi du 2 juillet 1998 et le décret d'application du 12 avril

1999 visent à accélérer, le développement du service public du gaz naturel dans le cadre cohérent d'un plan national tout en veillant au respect de la rationalité technico-économique, de la concurrence entre énergies et de la politique énergétique.

Jusqu'au 14 avril 2000, date de la publication du plan national de desserte, la distribution du gaz naturel sera exclusivement assurée par Gaz de France et les 17 distributeurs non nationalisés qui réalisent 14% des ventes de gaz en France, notamment à Bordeaux, Grenoble, Strasbourg... Ces distributeurs sont des sociétés d'économie mixte ou des régies municipales dont le fonctionnement est régi par la loi du 8 avril 1946 qui a permis le maintien de "sociétés de distribution à économie mixte dans lesquelles l'Etat ou les collectivités publiques possèdent la majorité".

Après le 14 avril 2000, les communes non encore desservies qui figureront au plan national de desserte seront desservies par GDF ou l'un des 17 distributeurs non nationalisés dans un délai de trois ans. Passé ce délai, elles pourront faire appel à un autre distributeur, pourvu qu'il ait été agréé par le ministre chargé de l'énergie. Il en ira de même pour les communes non desservies ne figurant pas au plan.

Cette réforme consolide le service public du gaz, tout en respectant le droit communautaire, comme l'a confirmé le commissaire Van Miert par sa lettre du 20 avril 1999. ■

**Gérard BRIAIS**  
Service Gaz  
DIGEC

14

[www.industrie.gouv.fr/energie/sommaire.htm](http://www.industrie.gouv.fr/energie/sommaire.htm)

## Quoi de neuf dans notre espace internet ?

### Statistiques :

- . Le bilan et la facture énergétiques 98
- . Les émissions de CO2 en Europe
- . Les prix des énergies et des carburants

### Prospective :

- . L'avis du CES sur les travaux du Plan (Énergie 2010-2020)
- . Les scénarios énergétiques mondiaux à l'horizon 2020

### Réglementation :

- . Les installations de combustion
- . Les réseaux de chaleur
- . Les véhicules alternatifs
- . La desserte gazière
- . Les conditions d'achat de l'électricité produite par cogénération



# Pétrole : des cours dopés mais une incertitude persistante

**N**otre précédente analyse de la conjoncture du marché pétrolier international<sup>1</sup> mettait en avant les incertitudes qui demeuraient pour 1999 et au-delà sur l'évolution des cours du pétrole brut. L'une des ces incertitudes portait sur la politique de production des principaux pays exportateurs et le degré de respect des réductions décidées en 1998 afin de soutenir des cours du brut particulièrement déprimés.

Ces cours ont suivi depuis début 1999 la même trajectoire descendante que celle qu'ils avaient connue début 1998. Et, comme en mars 1998, l'OPEP a décidé en mars dernier de réduire sa production : 1,7 millions de barils par jour, sur un total de 2,1 millions de barils par jour pour l'ensemble des producteurs. La similitude avec 1998 s'arrête toutefois là car, cette fois, les réductions décidées par l'OPEP ont été largement appliquées de sorte que le baril de Brent a retrouvé en deux mois son prix de janvier 1998.

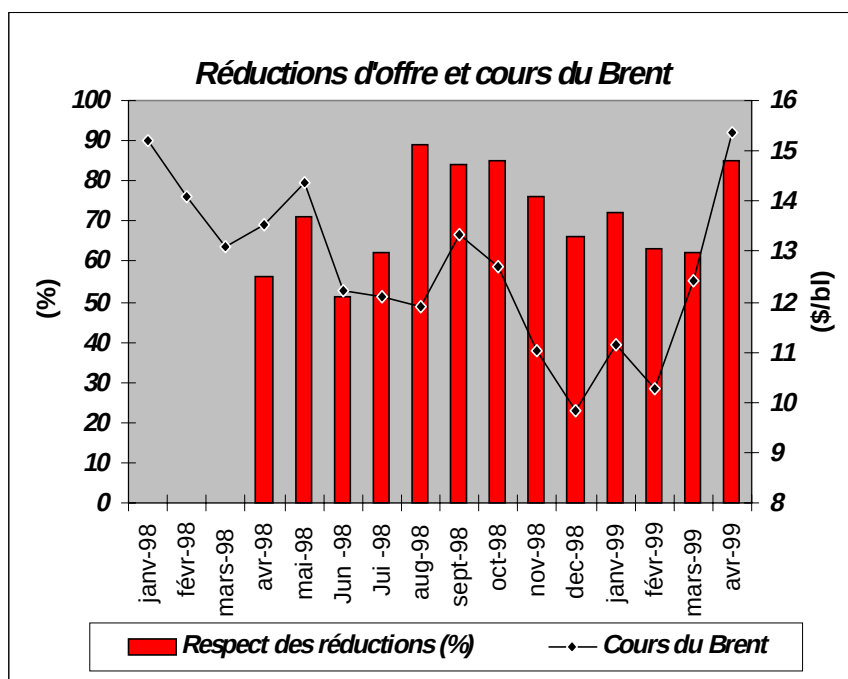
## Le rôle clé de l'Arabie Saoudite

Le succès de l'OPEP est essentiellement dû à la volonté de l'Arabie Saoudite de parvenir à un accord, ce qui supposait que soient trouvés, préalablement aux réunions de mars, des compromis avec l'Iran et le Venezuela, respectivement second et troisième producteur de l'organisation.

L'Iran n'avait en effet de cesse de contester la production de référence qui lui avait été attribuée en février 1998 et servait de base aux réductions décidées par l'OPEP. Le relèvement de cette production de référence de plus de 300 000 barils par jour a permis de satisfaire l'Iran qui s'est très vite appliqué à montrer sa solidarité avec les autres producteurs OPEP en signifiant à ses acheteurs à long terme des baisses des allocations de brut de 10% en avril et de 12% en mai. Le second compromis a répondu à la demande du Venezuela de voir sa contribution allégée comparative-ment aux années précédentes. Ainsi, la réduction de la production vénézuélienne n'atteint-elle que 4,4% contre 7,3% en moyenne pour les autres producteurs OPEP.

C'est finalement l'Arabie saoudite qui concède la plus forte réduction en volume, 585 milliers de barils par jour, passant sous la barre des 8 millions de barils par jour. D'après le relevé de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), les pays de l'OPEP ont réduit en avril leur production de brut de 1,6 millions de barils par jour, à 26,2 millions de barils par jour, respectant ainsi le programme de réduction décidé le 23 mars à Vienne. Si l'on tient compte des objectifs de réduction définis en 1998, visant à une diminution totale des volumes de 4,3 millions de barils par jour, on arrive à une baisse effective de 3,7 millions de barils par jour, soit 85 % de ce qui était souhaité.

15



<sup>1</sup> "Marché pétrolier: 1999, l'année de toutes les incertitudes" paru dans "Énergie et des Matières Premières", n° 7, 1<sup>er</sup> trimestre 1999.



## ***La spéculation a renforcé la hausse des cours***

En deux mois, du début mars à fin avril, les cours du Brent ont gagné plus de 6 dollars par baril, retrouvant en 30 jours ce qu'il avait mis plus d'un an à perdre. Une telle envolée des cours est bien trop rapide pour être une résultante de la seule évolution des fondamentaux du marché, alors que la réduction de débits produits n'a été décidée par l'OPEP que fin mars pour une mise en œuvre à partir du 1<sup>er</sup> avril.

En effet, les acteurs "non commerciaux" de la bourse de pétrole new-yorkaise (NYMEX), qui ne sont ni traders ni compagnies pétrolières et encore moins consommateurs de pétrole, ont rapidement modifié leur position sur ce marché à terme, spéculant sur une remontée rapide des cours, ce qui traduisait leur confiance, largement relayée par la presse, de voir les producteurs réaliser effectivement les coupures annoncées.

Ces achats à terme spéculatifs ont fini par pousser les cours futurs à la hausse et une fenêtre d'arbitrage est apparue grâce à un différentiel significatif entre les cours spot et les cours pour des livraisons différées. Une telle situation pousse en général les opérateurs disposant de capacités de stockage à acheter à court terme pour livrer à plus long terme, renforçant ainsi la hausse des prix spot.

A ces mouvements spéculatifs, il convient d'ajouter d'autres facteurs qui ont également alimenté le sentiment d'une évolution haussière des cours. Parmi ces facteurs figure la publication de l'état des stocks dans les principales zones de consommation indique, pour la première fois depuis plusieurs mois, un début de résorption des 400 millions de barils de brut excédentaires. L'Agence Internationale de l'Energie a chiffré

la baisse des stocks de l'OCDE détenus par l'industrie à 0,5 million de barils par jour en moyenne pour le premier trimestre 1999 et estime que la demande mondiale a dépassé l'offre au cours de ce même trimestre de 0,3 million de barils par jour.

## ***Perspectives d'évolution du marché pétrolier pour les mois à venir***

L' "effet Irak" qui avait accentué la baisse des cours en 1998 ne joue plus depuis l'été dernier. Dans le cadre de l'accord "pétrole contre nourriture" liant l'Irak à l'ONU, la production irakienne a été plafonnée à 2 milliards de dollars par semestre jusqu'en juin 1998. Ce mécanisme a un effet déstabilisateur puisque plus les prix sont bas, plus l'Irak peut écouler du pétrole sur le marché international. Ainsi, la baisse des cours de 1998 a entraîné un accroissement de la production irakienne de près de 1 million de barils par jour en 1998, effaçant largement l'effort de réduction consenti par les autres pays de l'OPEP (-0,3 millions de barils par jour sur l'ensemble de l'année écoulée). Depuis juillet 1998, la plafond d'exportation irakienne a été relevé à 5,2 milliard de dollars ce qui, même aux cours actuels, reste supérieur aux capacités d'exportation irakiennes.

Plusieurs facteurs d'incertitude demeurent cependant. La demande de pétrole n'a pas encore donné de signes d'une reprise solide et elle reste conditionnée par le retour à une croissance économique plus soutenue, notamment en Asie. La baisse de la demande de pétrole de cette zone a été de 0,5 millions de barils par jour en 1998 avec des baisses importantes pour certains pays ; 10% en Thaïlande, 14% en Corée du Sud, 18% en Indonésie. L'AIE table sur une progression de la demande asiatique de 0,3 millions de barils par jour, mais cette progression dépendra de la situation de trois pays

(Chine, Japon et Corée du Sud) qui représentent à eux seuls près de 60% de la demande de la zone. Depuis le début de l'année, la demande de l'OCDE établie par l'AIE pour 1999 a été régulièrement revue à la hausse avec une croissance attendue de l'ordre de 0,8 millions de barils par jour. Au total, la progression annuelle de la demande mondiale de pétrole serait de 1,3% en 1999, soit moins d'un million de barils additionnels par jour, à comparer à 0,4 millions de barils par jour en 1998 et 1,7 millions de barils par jour en 1997.

Du côté de la production, le respect des réductions décidées sera un facteur déterminant pour le maintien des cours à un niveau se situant autour de 15 dollars le baril de Brent. Mais le passé montre que la tentation est forte chez les producteurs de vouloir tirer profit d'un cours élevé en augmentant les volumes de production, d'autant plus que la capacité de production inutilisée atteint actuellement près de 6 Millions de barils par jour. Le retour des cours du brut à un niveau voisin de 15 \$/bl, plus en rapport avec ce qui a été observé durant la dernière décennie, est la traduction de la confiance que les opérateurs accordent à la réalisation des réductions annoncées. Si les réductions réelles s'écartaient significativement des décisions prises en mars dernier à Vienne, les cours du baril pourraient rapidement retrouver les bas niveaux qu'ils ont affichés fin 1998. ■

**Saïd NACHET**

**Service des Affaires Internationales  
DIMAH**

# L'après mine

**L'**arrêt des exploitations dans les bassins miniers pose des problèmes humains, techniques, financiers et juridiques dont la presse s'est largement faite l'écho en 1996 et 1997 lors des affaissements du sol au-dessus d'anciennes galeries à Auboué et Moutiers en Lorraine. Des solutions expédientes ont été trouvées pour résoudre au mieux les difficultés causées par ce sinistre minier qui a provoqué d'importants dégâts à 190 logements. Cette situation a néanmoins mis en évidence la nécessité d'aménager le code minier afin d'assurer plus complètement l'indemnisation des dommages, d'une part, et d'améliorer la surveillance, la prévention et la gestion des risques, d'autre part.

C'est dans ce contexte qu'on été élaborés en parallèle une proposition et un projet de loi. La conjonction de ces initiatives a finalement abouti au projet de loi qui après un vote unanime des Assemblées, a donné lieu à la loi du 30 mars 1999, dite de "l'après mine"<sup>1</sup>, qui modifie une nouvelle fois le code minier institué en 1955.

## **Responsabilité civile : une meilleure indemnisation des dommages**

La loi de 1994<sup>2</sup> avait énoncé le principe de la présomption de responsabilité civile de l'exploitant ou du titulaire d'un permis exclusif de recherches à raison des dommages causés par son activité, à charge pour lui, pour s'exonérer de sa responsabilité, d'apporter la preuve que les dommages ont une cause étrangère à ses travaux miniers.

La loi de 1999 étend la présomption de responsabilité au titulaire du titre minier, à défaut de celle de l'exploitant. Elle précise en outre que cette responsabilité ne se limite pas au périmètre du titre minier ni à la durée de validité du titre.

La loi de 1994 avait prévu le transfert à l'État des droits et obligations du concessionnaire en cas de disparition ou de défaillance de l'exploitant<sup>3</sup>. La loi de 1999<sup>4</sup> va plus loin en faisant de l'État le garant de la réparation de ces mêmes dommages, à charge pour lui de se retourner par une action subrogatoire contre leur responsable.

## ***Les "clauses minières"***

Il n'est pas rare que les exploitants aient vendu, souvent à bas prix il est vrai, les logements des cités minières en se prémunissant contractuellement, par des "clauses minières", de tout recours de la part de l'acquéreur en cas de survenance de dommages liés à la présence de la mine. La loi de 1994 avait déjà prévu la nullité de telles clauses, s'agissant des mutations conclues à l'avenir avec des collectivités locales ou des personnes physiques non professionnelles. La loi de 1999, outre la codification de ces dispositions,<sup>5</sup> **instaure, au titre de la solidarité envers les propriétaires qui, du fait de "clauses minières" antérieures à l'entrée en vigueur de la loi de 1994 n'auraient pu être indemnisés, un régime légal d'indemnisation par l'État en cas de sinistre minier.**

La notion de sinistre minier est très précisément définie par la loi comme "un affaissement ou un accident miniers soudains, ne trouvant pas son origine dans des causes naturelles et provoquant la ruine d'un ou plusieurs immeubles bâtis ou y occasionnant

<sup>1</sup> Cette loi, ainsi que le code minier consolidé, peuvent être consultés à partir de l'espace internet "Énergies & Matières premières" : [www.industrie.gouv.fr/energie/se\\_matpr.htm](http://www.industrie.gouv.fr/energie/se_matpr.htm)

<sup>2</sup> Article 75-1 alinéas 1 et 2 du code minier dont la rédaction est issue de l'article 15 de la loi de 1994

<sup>3</sup> Article 7 de la loi de 1994

<sup>4</sup> A l'article 75-13° alinéa du code minier dans sa rédaction issue de l'article 1° de la loi de 1999

<sup>5</sup> A l'article 75-2 II

des dommages dont la réparation équivaut à une reconstruction totale ou partielle”. S’il se produit un accident ou un affaissement répondant à cette définition, le préfet prononce l’état de sinistre minier. C’est sur cette base que pourra s’engager le processus d’indemnisation des propriétaires ayant signé des “clauses minières” et dont les biens ont subi des dommages “matériels, directs et substantiels” dont la cause déterminante est un sinistre minier. Les notions de dommages directs et substantiels sont bien cernées par la jurisprudence administrative. Celle de dommages matériels méritera d’être précisée par un texte réglementaire, mais il est d’ores et déjà permis d’indiquer que le préjudice moral et ce que la jurisprudence qualifie de TCE (troubles dans les conditions d’existence) en sont exclus. Un autre texte indiquera les procédures à organiser pour permettre à l’administration d’apprécier le caractère indemnisable ou non des dommages, le coût des réparations et, en cas de dommages irréparables dans des conditions normales<sup>6</sup>, de fixer la somme à verser à la victime pour lui permettre de recouvrer la propriété d’un bien comparable.

### **Prévention : un rôle accru des pouvoirs publics, de nouvelles obligations pour les exploitants**

La création de **plans de prévention des risques miniers**<sup>7</sup> est l’une des innovations de la loi. Un décret en cours d’élaboration à la DIMAH en déterminera le contenu.

### **Une Agence de prévention et de surveillance des risques miniers**

aura pour mission le recueil et la conservation de documents miniers ainsi que leur mise à la disposition des personnes concernées par la réparation de dommages liés à l’activité minière ou par la prévention<sup>8</sup>. Un décret déterminera les règles de fonctionnement de cette agence qui sera un établissement public de l’État.

### **L’arrêt des travaux**

Les procédures d’arrêt des travaux avaient besoin d’être modernisées et adaptées au cas où il n’existe pas de moyens techniques raisonnablement envisageables pour faire cesser définitivement tout risque ou danger.

Le législateur a ainsi prévu<sup>9</sup> **des mesures renforçant considérablement la sécurité des personnes et la protection des biens** tout en tenant compte du fait qu’il est irréaliste de faire peser sur les exploitants des contraintes indéfinies. Le cas visé est celui où ont été mis en évidence des risques importants d’affaissement de terrain ou d’accumulation de gaz qu’aucune solution technique raisonnablement envisageable ne permet d’éliminer. En pareille circonstance la loi impose désormais à l’exploitant de **mettre en place et d’exploiter les équipements nécessaires à la surveillance et à la prévention de ces risques jusqu’à la fin de validité du titre minier**. A ce moment là, et sous certaines réserves, **l’État prend le relais de l’exploitant**, à charge pour ce dernier de lui verser une soulte correspondant au coût de la surveillance, de la prévention des risques ainsi que du fonctionnement des équipements sur les dix premières années.

La loi met aussi de **nouvelles obligations**<sup>10</sup> **à la charge de l’explorateur ou de l’exploitant qui doit** lors de l’arrêt des travaux remettre les “installations hydrauliques utiles à l’assainissement, à la distribution de l’eau ou à la maîtrise des eaux pluviales, de ruissellement et souterraines” aux collectivités et établissements publics intéressés qui le demandent, à charge pour ces derniers d’assumer les droits et obligations résultant de ce transfert. Elle impose également le transfert à ces mêmes personnes publiques des équipements nécessaires à la sécurité. Dans ce dernier cas, le transfert s’accompagne du versement par l’explorateur ou l’exploitant d’une soulte correspondant au coût des dix premières années de fonctionnement des équipements et doit faire l’objet d’une approbation préfectorale.

La loi nouvelle prévoit enfin<sup>11</sup> que la **procédure d’arrêt des travaux** puisse s’appliquer à **une installation particulière**. Ceci permet à l’exploitant de céder, sans attendre la fin d’une tranche de travaux, la propriété ou la jouissance de bâtiments, d’entrepôts voire même de terrils qui ne lui sont plus utiles. Cette mesure, en soustrayant à la police des mines les équipements considérés, permettra aux communes de leur donner l’usage social, culturel ou sportif qu’elles souhaitent. ■

**Danièle DEVILLERS**  
Chef du Service  
de la Législation Minière  
DIMAH

<sup>6</sup> Hypothèse prévue à l’article 75- du code minier dont la rédaction est issue de l’article 3 de la loi de 1999

<sup>7</sup> Article 94 du code minier dont la rédaction est issue de l’article 5 de la loi de 1999

<sup>8</sup> Documents mentionnés à l’article 91 du code minier dont la rédaction est issue de l’article 5 de la loi de 1999

<sup>9</sup> Article 93 du code minier dont la rédaction est issue de l’article 5 de la loi de 1999

<sup>10</sup> Article 92 du code minier dont la rédaction est issue de l’article 5 de la loi de 1999

<sup>11</sup> Article 91 du code minier dont la rédaction est issue de l’article 5 de la loi de 1999

# Les aides européennes en faveur de la maîtrise de l'énergie

**L**es aides européennes en faveur de la maîtrise de l'énergie représentent des montants très substantiels. Peuvent en bénéficier des industriels, des collectivités locales, des agences de maîtrise de l'énergie, des associations, des universités, des laboratoires de recherche et des bureaux d'études.

Ces aides apparaissent essentiellement dans deux types de programmes qui seront décrits ci dessous, le volet énergie du Vème PCRD et le programme cadre énergie qui représentent 250 millions d'euros par an, mais des possibilités de subventions à des projets concernant l'énergie existent dans de nombreux autres programmes.

## I – Le Vème PCRD

**Le Vème PCRD** inclut un programme Énergie, Environnement et développement durable doté de plus de deux milliards d'euros : c'est la première source de financement qu'il convient d'examiner.

Tout d'abord, quelques mots sur le PCRD : il s'agit du programme cadre de Recherche et Développement, qui inclut également la démonstration (depuis le traité de Maastricht). Le Vème PCRD est très différent de ces prédécesseurs, quant à l'esprit et quant à la structure. La subvention européenne n'est plus destinée à une technologie mais à la solution d'un problème de société, donc très axé sur la diffusion effective des résultats.

Le Vème PCRD est doté de 14,960 milliards d'euros pour 5 ans (1998-2003). Il comprend 4 programmes thématiques et 3 programmes horizontaux. Sa structure, profondément remaniée, limite à 4, le nombre des programmes thématiques (au lieu de 15 dans le IVème PCRD) :

- qualité de la vie et gestion des ressources du vivant
- société de l'information conviviale
- croissance et compétitivité durable
- énergie, environnement et développement durable

Ce dernier programme fera l'objet d'un développement détaillé mais il convient de souligner que des projets incluant une dimension énergétique peuvent être financés par les autres programmes, notamment celui qui concerne la croissance et la compétitivité durable.

Trois programmes horizontaux permettent de financer des projets concernant tous les thèmes, y compris énergie : rôle international de la recherche communautaire, innovation et participation des PME, potentiel humain et recherche socio-économique. L'intérêt du programme Innovation mérite d'être souligné pour les opportunités qu'il peut présenter pour les PME mais également pour la diffusion des technologies.

**Le programme Énergie, Environnement et Développement Durable** (dénommé également “**Préserver**

**l'écosystème**”), doté de plus de 2 milliards d'euros pour les 5 ans de la durée du programme, est divisé en deux sous-programmes : un programme Énergie et un programme Environnement et développement durable. Ce dernier, doté de 1083 millions d'euros, comprend 4 actions clés : gestion durable et qualité de l'eau ; changements planétaires, climat et biodiversité ; gestion durable des écosystèmes marins ; la ville de demain et le patrimoine culturel. Ce sous-programme comporte diverses actions de maîtrise de l'énergie, notamment “la ville de demain” qui devrait permettre d'améliorer l'utilisation rationnelle de l'énergie dans les transports et les bâtiments en zone urbaine.

**Le programme Énergie**, doté de 1042 millions d'euros (220 pour 99), comprend deux actions clés qui s'adressent à la fois à l'offre et à la demande d'énergie :

**a) Des systèmes énergétiques plus propres**, y compris les énergies renouvelables (ER) : les objectifs sont la mise au point de technologies minimisant l'impact sur l'environnement de la production et de l'utilisation de l'énergie ainsi que l'augmentation de la part des ER.

**b) Une énergie économique et efficace pour une Europe compétitive** : l'objectif est d'assurer à l'Europe un approvisionnement énergétique fiable, propre, efficace et économique par la réduction des coûts et de l'in-

tensité énergétique, qui bénéficiera tant aux citoyens qu'à la compétitivité de l'entreprise.

A titre d'information, on notera que si les technologies utilisées dans le secteur des **hydrocarbures** sont disséminées dans de nombreuses actions clés, c'est toutefois dans la deuxième action clé du programme énergie qu'une place spéciale leur est réservée, centrée sur le domaine de l'exploration-production.

**Les porteurs de projets** devront garder à l'esprit les objectifs de la politique énergétique, à savoir la sécurité des approvisionnements, la protection de l'environnement et la compétitivité industrielle et replacer leur projet dans cette optique. Par ailleurs, il existe une volonté très fortement exprimée par le Parlement européen d'augmenter la part des ER et cela se traduit très concrètement dans le budget de cette année 99.

la Commission sur la liste des experts qui ont répondu à l'appel à propositions.

Enfin, la Commission a demandé aux États-membres de lui communiquer, par programme, le nom d'un organisme qui fera office de point contact national, c'est à dire qu'il sera chargé de la diffusion des informations mais aussi de l'aide au montage des projets (notamment pour les PME). Pour le programme Énergie, et plus particulièrement pour les secteurs des énergies renouvelables (ER) et de l'utilisation rationnelle de l'énergie (URE), c'est l'Ademe qui a été désignée (sur les thèmes pour lesquels elle n'est pas compétente, une sous-traitance est prévue, telle que le GERTH pour le pétrole et le gaz).

Il convient d'ajouter que l'Ademe a mis en place des aides financières en faveur des PME qui souhaitent présenter des projets concernant les ER.

## II – Le programme cadre Énergie

**Le programme cadre Énergie**, adopté lors du Conseil Énergie du 13 novembre 1998, a pour but de regrouper tous les programmes gérés par la DG XVII, chargée de l'énergie au sein de la Commission européenne. Ce programme est doté de 170 millions d'euros pour 5 ans (1998-2002) et géré par un comité de gestion qui comprend des représentants des États-membres, sous la présidence de la Commission. Ce comité approuve le programme de travail annuel et le choix des projets financés pour chaque programme spécifique. Le budget n'est qu'indicatif et il appartient aux autorités budgétaires (Conseil et Parlement, sur proposition de la Commission) de fixer les budgets annuels des programmes spécifiques.

**Six programmes spécifiques** sont inclus dans le programme cadre Énergie et chacun est doté d'un budget indicatif. Une priorité claire a été accordée aux ER (le budget d'Altener passe de 45 millions d'écus à 74 millions d'euros) et à l'URE (le budget de SAVE passe de 35 millions d'écus à 64 millions d'euros) :

**a) Le programme ETAP** (études et analyses partagées) est un programme pluriannuel d'études, d'analyses, de prévisions et d'autres travaux connexes dans le secteur de l'énergie : pour ces travaux, la Commission est assistée d'un groupe d'experts qui comprend des représentants des États-membres, ce qui permet d'éviter d'éventuels doubles emplois.

**b) Le programme SYNERGY** vise à promouvoir la coopération internationale dans le secteur de l'énergie : ce programme permet de financer des collaborations institutionnelles avec les pays tiers (les aider à formuler et mettre en œuvre leur politique énergétique), des projets de coopération industrielle (études), des actions de formation et de diffusion de l'information dans les pays tiers (conférences, séminaires...).

**c) Le programme ALTENER** relatif à la promotion des sources d'énergies renouvelables dans la Communauté existait depuis 1993 : doté de 40 millions d'écus pour une période de 5 ans et prolongé avec un budget de 11 millions d'écus annuel en attendant son intégration dans le programme cadre, il bénéficie désormais de 74 millions d'euros. Ce programme permet de financer des études, des actions pilotes, des actions d'information et de formation, des actions ciblées permettant d'encourager les investissements privés, des actions de suivi et d'évaluation. Ce programme a pour vocation, à travers les appels à propositions annuels à mettre en œuvre un plan d'action

Sur les 220 millions d'euros attribués au programme Énergie, 60% devraient être consacrées aux ER. Un appel à propositions a été lancé en 1999 avec deux échéances : la première fixée au 15 juin concerne les projets impliquant des ER et la seconde fixée au 4 octobre concerne tous les autres thèmes (y compris utilisation rationnelle de l'énergie). Les brochures relatives aux appels à propositions peuvent être retirées à partir des sites Internet indiqués ci-dessous.

**La gestion des programmes**, et notamment du programme Énergie, est assurée par un comité de gestion, composé de représentants des États-membres, sous la Présidence de la Commission. Ce comité est chargé d'adopter les termes des appels à propositions et la liste des projets financés, sur propositions de la Commission. Les projets sont évalués par des experts indépendants choisis par



communautaire pour promouvoir l'utilisation des ER, et notamment la campagne de décollage des ER.

**d) Le programme SAVE** relatif à la promotion de l'efficacité énergétique dans l'Union européenne existe depuis 1991 : doté de 35 millions d'écus sur 5 ans, il a été prolongé par un programme SAVE II avant d'être intégré dans le programme cadre où il bénéficie de 64 millions d'euros. Il permet de financer des études, des actions pilotes sectorielles ciblées visant à accélérer les investissements privés, actions de diffusion des informations, actions spécifiques favorisant la gestion énergétique au niveau régional et urbain, l'évaluation et la surveillance des progrès de l'efficacité énergétique dans l'UE (l'objectif fixé au programme SAVE est d'améliorer l'intensité énergétique d'un point de plus par an par rapport au pourcentage d'amélioration attendu).

**e) Le programme CARNOT** est un programme pluriannuel d'actions technologiques visant à promouvoir l'utilisation propre et efficace des combustibles solides. Il s'agit d'un nouveau programme qui doit permettre de diffuser les technologies de charbon propre subventionnées dans le cadre du IVème PCRD (notamment Joule et Thermie). L'Europe dispose dans ce domaine des meilleures technologies : il convient de les diffuser tant à l'intérieur qu'à l'extérieur de l'UE (études, bases de données, secrétariat permanent, site Internet ...).

**f) Le programme SURE** intègre un programme pluriannuel d'activités dans le secteur nucléaire, relative à la sûreté du transport des matières radioactives ainsi qu'au contrôle de sécurité et à la coopération industrielle afin de promouvoir des aspects de sécurité des installations nucléaires dans les NEI (ex URSS). Le montant financier étant très limité

(1,38 millions d'euros pour 99) : les actions se limitent à des travaux de législation, des études, des bases de données, des publications ...

### III – Autres programmes

Il existe, en fait, une panoplie d'aides européennes permettant de financer des projets concernant l'énergie : fonds structurels, PAC, fonds réservés aux transports et surtout aux Pays Tiers (notamment Méditerranée pour les pays méditerranéens) mais aussi PHARE et TACIS pour les pays d'Europe de l'Est. A cela s'ajoutent

les prêts bancaires (banque mondiale ou BERD).

Certes, il n'est pas toujours aisé de répondre aux appels à propositions mais les différents points de contact, au niveau européen comme au niveau national peuvent apporter une aide (informations mais aussi financements : sites Internet et responsables des programmes).

**Évelyne BISSON  
SERURE**

#### **Pour vous tenir régulièrement informé du déroulement des appels à propositions :**

Site Internet Industrie : [www.industrie.gouv.fr/energie/se\\_econo.htm](http://www.industrie.gouv.fr/energie/se_econo.htm)  
et mél : [evelyne.bisson@industrie.gouv.fr](mailto:evelyne.bisson@industrie.gouv.fr) ou fax : 01 43 19 20 01

Site Internet ADEME :

[http : www.ademe.fr/5PCRD](http://www.ademe.fr/5PCRD) et mél : [NCP-pnc@ademe.fr](mailto:NCP-pnc@ademe.fr)

Sites Internet Commission européenne :

[http : // europa.eu.int](http://europa.eu.int)

[http : // www.cordis.lu/fr/home.htm](http://www.cordis.lu/fr/home.htm)

## ***L'année énergétique***

21

### **Que retenir de l'année 1998 ?**

**Qu'elle a été satisfaisante du point de vue de la maîtrise de l'énergie** : la consommation n'a augmenté que de 1,5 à 2%<sup>1</sup> alors que le PIB a augmenté, lui, de 3,5%. Des progrès restent à faire, mais nous sommes sur la bonne voie.

**Qu'elle a été franchement mauvaise pour les émissions de CO<sub>2</sub>** qui ont augmenté de 4,7 %, **et pour l'indépendance énergétique**, en recul de 2,7 points. La moindre disponibilité du parc nucléaire et une mauvaise hydroélectricité en sont la cause.

**Mais qu'elle a été excellente pour la facture énergétique** qui, malgré ces éléments défavorables, a baissé de 29 % en raison de la chute des cours du pétrole.

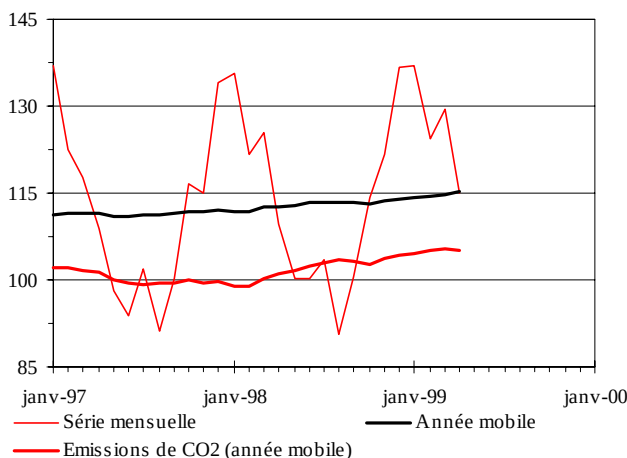
L'observatoire de l'énergie (Télécopie : 01 43 19 41 88) tient à la disposition des lecteurs deux notes sur le bilan et la facture énergétiques, un résumé de 4 pages, et le dépliant "statistiques énergétiques France" de mai 1999.

<sup>1</sup> 1,5 % pour la consommation d'énergie primaire, calculée au niveau de la production, des importations et des exportations ; 2,1 % pour la consommation finale calculée au niveau de l'utilisation.

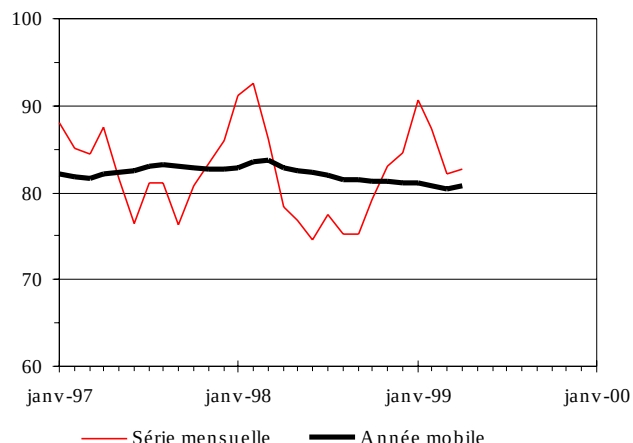


# Tableau de bord de l'énergie

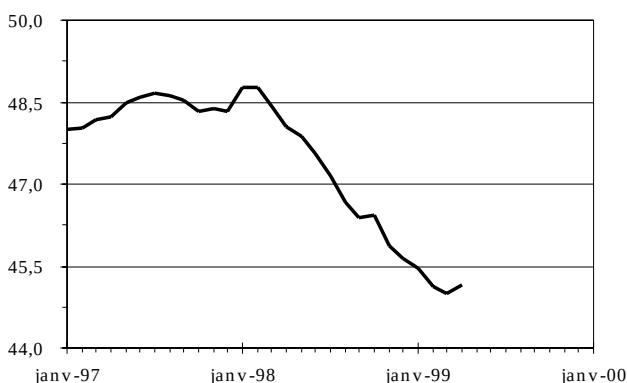
**Consommation totale corrigée du climat et émissions de CO<sub>2</sub> d'origine énergétique, en indice base 100 en 1990**



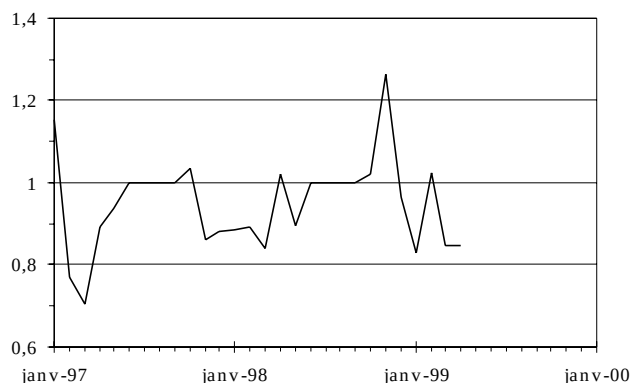
**Coefficient de disponibilité du parc nucléaire**



**Taux d'indépendance énergétique en année mobile (%)**

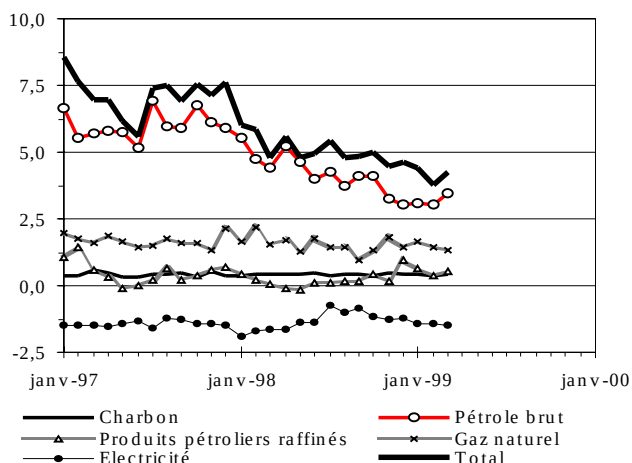


**Indice de rigueur climatique**

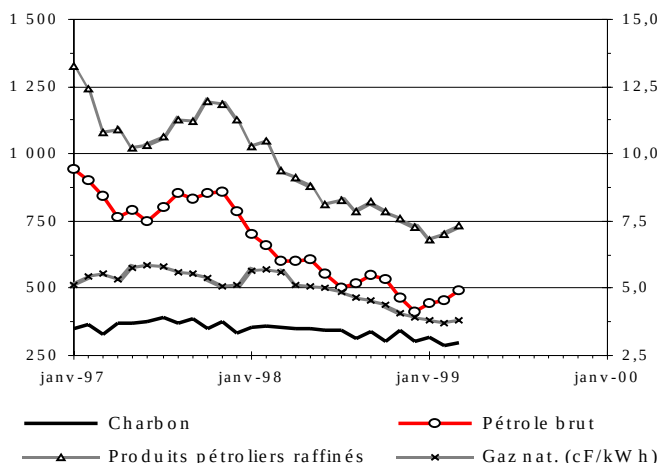


22

**Facture énergétique mensuelle de la France en milliards de F courants**



**Prix moyens mensuels des énergies importées, en F/t ou, pour le gaz naturel (échelle de droite), en cF/kWh**



## A noter en avril :

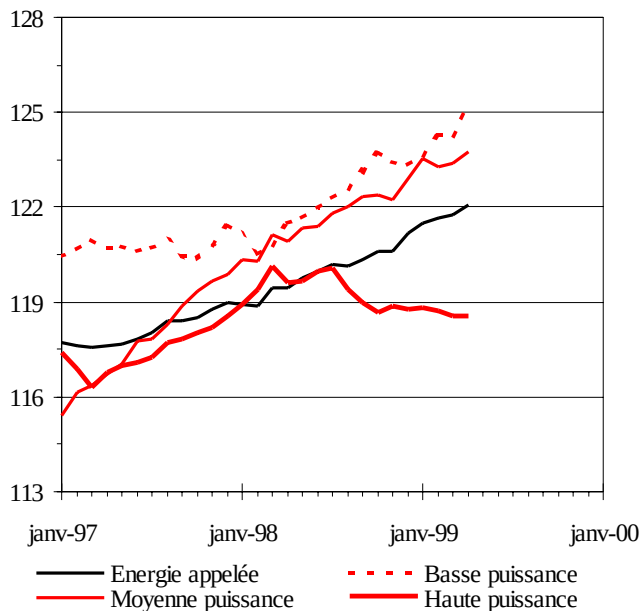
La consommation totale d'énergie primaire, après correction climatique, croît de 2,3 % sur un an.

La meilleure disponibilité des centrales nucléaires, et la plus forte hydraulité ont infléchi le mouvement de baisse de l'indépendance énergétique et de hausse des émissions de CO<sub>2</sub>.

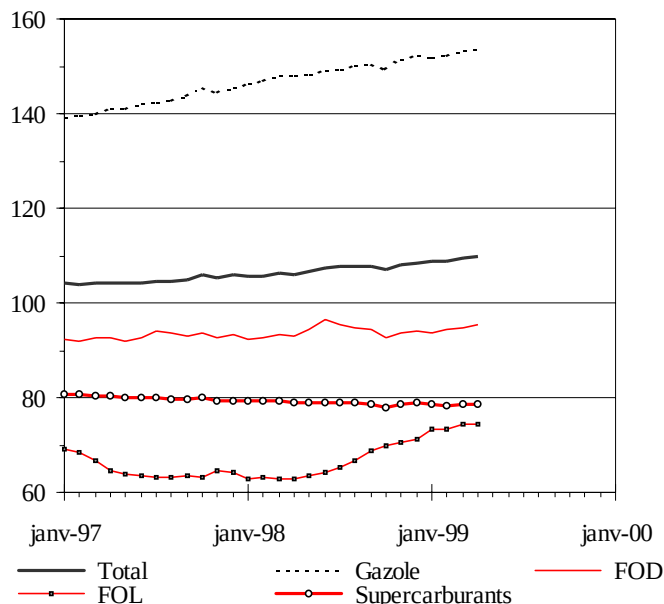
# Consommation corrigée du climat

en année mobile et en indice base 100 en 1990

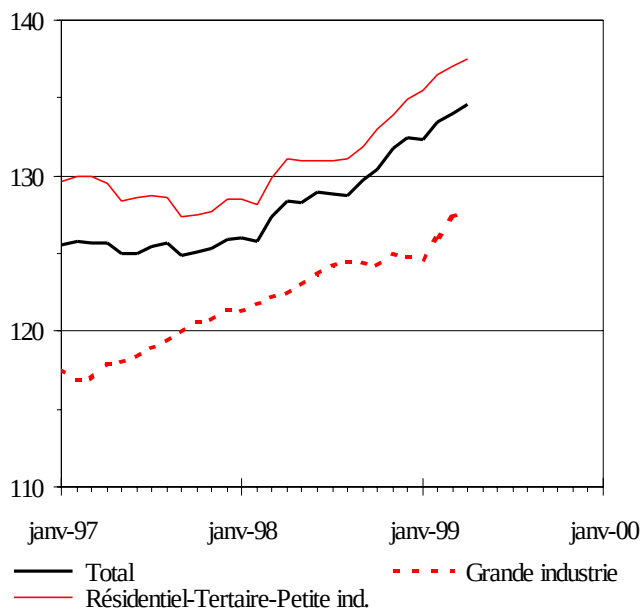
Électricité



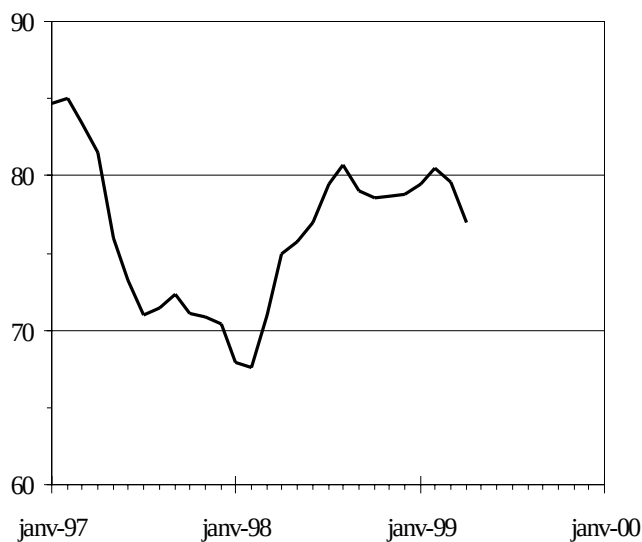
Pétrole



Gaz naturel



Combustibles minéraux solides



23

## A noter en avril :

Le gaz est l'énergie qui connaît la plus forte croissance annuelle (+4,8 depuis avril 1998, après correction climatique).

Les combustibles solides subissent le contre-coup de l'accroissement de production des centrales électriques nucléaires et hydrauliques.